National Energy Board | Office national de l'énergie

Reasons for Decision

Enbridge Pipelines Inc.

OH-1-2000

May 2001

Facilities

National Energy Board

Reasons for Decision

In the Matter of

Enbridge Pipelines Inc.

Terrace Expansion Program Phase II

OH-1-2000

May 2001

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2001-3E
ISBN 0-662-30423-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Facsimile: (403) 292-5576
Telephone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2001-3F
ISBN 0-662-85783-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

101-04674/

Table of Contents

Abbreviations iii

Recital and Appearances v

1. Introduction 1

2. Facilities 3
- 2.1 Current and Proposed Operation 3
- 2.2 Applied-for Facilities 3
- 2.3 Integrity 6
  - 2.3.1 Line 4 - Internal Inspection Capability 6
  - 2.3.2 Line 2 - Laminar Flow and Idle Pipe Sections 6
- 2.4 Design and Construction Safety 7

3. Environmental, Land and Socio-Economic Matters 8
- 3.1 Environmental Matters 8
- 3.2 Land Matters 8
  - 3.2.1 Route and Facility Site Selection 8
  - 3.2.2 Land Requirements and Acquisition 9
  - 3.2.3 Section 58 Exemption for Loop 1 10
- 3.3 Socio-Economic Matters 11
  - 3.3.1 Aboriginal Issues 11

4. Supply and Markets 16
- 4.1 Supply 16
- 4.2 Markets 17
- 4.3 Western Canadian Crude Oil Available to Enbridge 18
- 4.4 Throughput 18

5. Financial Matters and Economic Feasibility 19
- 5.1 Financial Matters 19
- 5.2 Economic Feasibility 19

6. Section 58 Exemption for the Station Facilities 21
- 6.1 Sections 52 and 58 of the Act 21
- 6.2 Submissions of Enbridge 22
- 6.3 Exemption from the Leave to Open Provision of the Act 25

7. Disposition 26

List of Tables

2-1 Applied-for Facilities 5
2-2 Estimated Capital Cost of the Applied-for Facilities 6
3-1 Location of Proposed and Existing Pipe Sections 9
4-1 Forecast of Western Canadian Heavy Crude Oil Supply, Demand and Throughput 17

List of Figures

2-1 Enbridge System Map - Terrace Phase II 4

List of Appendices

I List of Issues 27
II Pipeline System Configuration 28
III Conditions Proposed by the Task Force 29
IV Certificate and Exemption Order Conditions 31

Abbreviations

Act	*National Energy Board Act*
AFUDC	Allowance for Funds Used During Construction
ARC	Aboriginal Resource Consortium
b/d	barrels per day
Board	National Energy Board
BTC	Battlefords Tribal Council
CAPP	Canadian Association of Petroleum Producers
CEAA	*Canadian Environmental Assessment Act*
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
FSIN	Federation of Saskatchewan Indian Nations
GH-4-98	Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd., Reasons for Decision dated January 1999
GIC	Governor in Council
HP	horsepower
km	kilometre
KP	kilometre post
m^3/d	cubic metres per day
mm	millimetre
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
OD	outside diameter
OH-1-98	Interprovincial Pipe Line Inc., Reasons for Decision dated June 1998
PADD	U.S. Petroleum Administration for Defense Districts
PFRA	Prairie Farm Rehabilitation Administration
PPBoRs	plans, profiles and books of reference

RA	responsible authority pursuant to CEAA
Task Force	Treaty Four - Treaty Six FSIN Task Force
Terrace Phase II	Enbridge's Terrace Expansion Program Phase II
WTI	West Texas Intermediate

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act* (Act) and the Regulations made thereunder; and

IN THE MATTER OF an application dated 15 November 2000 by Enbridge Pipelines Inc. for a Certificate of Public Convenience and Necessity pursuant to section 52 of the Act and related Orders pursuant to section 58 of the Act to construct the facilities that comprise Phase II of its Terrace Expansion Program; and

IN THE MATTER OF Hearing Order OH-1-2000.

HEARD in Calgary, Alberta on 19 and 20 March 2001.

BEFORE:

J.A. Snider	Presiding Member
J.S. Bulger	Member
E. Quarshie	Member

APPEARANCES:

M.L. Henderson	Enbridge Pipelines Inc.
O. DeVries	Canadian Association of Petroleum Producers
S. Castonguay	BP Canada Energy Company
L. Keough	Express Pipeline Limited
D. Armstrong	Imperial Oil Limited
G. Baerg	Tidal Energy Marketing Inc.
M. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Limited
M. Ozirny	Treaty Four - Treaty Six FSIN Task Force
P. Enderwick	Board Counsel

Chapter 1

Introduction

On 15 November 2000, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) applied to the National Energy Board (Board) pursuant to sections 52 and 58 of the *National Energy Board Act* (Act) to construct the facilities that comprise Phase II of its Terrace Expansion Program (Terrace Phase II). Specifically, Enbridge applied for:

- a Certificate of Public Convenience and Necessity pursuant to section 52 of the Act;
- an Order pursuant to section 58 of the Act, exempting all Terrace Phase II pumping units, related facilities and station piping from the requirements of sections 30, 31 and 47 of the Act; and
- an Order pursuant to section 58 of the Act, exempting the first loop of Terrace Phase II (i.e., the portion of line pipe between kilometre post (KP) 175.9 and KP 209.0) from the requirements of subsections 31(c) and (d) and section 33 of the Act.

The Terrace Phase II facilities include approximately 123 km (76 miles) of 914 mm (36 inch) outside diameter (OD) pipeline to be constructed in three loops between Hardisty, Alberta and Kerrobert, Saskatchewan, as well as several additions and modifications to existing pump stations. The facilities would be constructed on both existing Enbridge station property and new lands adjacent to its existing right of way.

Terrace Phase II is the second phase of Enbridge's multi-phase Terrace Expansion Program, which was conceived by Enbridge and industry in 1997 after extensive consultation that addressed the best method of expanding the Enbridge system to meet growing capacity needs. This consultation resulted in the signing of the Terrace Toll Agreement in 1998 by Enbridge and the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). Pursuant to the Terrace Toll Agreement, CAPP requested Enbridge on 25 October 2000 to proceed with Terrace Phase II. The facilities comprising Terrace Phase I were approved by the Board in its OH-1-98 Reasons for Decision[1].

The estimated cost of Terrace Phase II is $140 million. The project would increase the capacity of the existing Enbridge system by 6 900 cubic metres per day (m^3/d) (43,400 barrels per day (b/d)) to address the heavy crude oil capacity constraint expected on the system in 2002. Enbridge proposed to construct the Terrace Phase II facilities during the summer and fall of 2001 in order to be in service by the fourth quarter of 2001 as requested by its customers.

The Board decided to consider the application in an oral public hearing and issued Hearing Order OH-1-2000 on 13 December 2000, which set out the Directions on Procedure for the proceeding. The issues examined during the proceeding are listed in Appendix I. The hearing was held in Calgary, Alberta on 19 and 20 March 2001.

---

1 Interprovincial Pipe Line Inc., OH-1-98, Reasons for Decision dated June 1998.

As a responsible authority under the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA), the Board completed an Environmental Screening Report for the Terrace Phase II project pursuant to the CEAA and the Board's regulatory process.

Chapter 2

Facilities

2.1 Current and Proposed Operation

Terrace Phase I involved the construction of 619 km (385 miles) of pipeline over 15 loop sections to create a fifth pipeline (Line 4) on the Enbridge system between Kerrobert, Saskatchewan and the international border south of Gretna, Manitoba. When placed in service in 1999, Terrace Phase I allowed the system to operate in a straight-through configuration between Kerrobert and the international border, instead of the previous looping configuration[1]. Upstream of Kerrobert, the system continued to operate in a looping configuration.

As shown in Figure 2-1, Terrace Phase II would extend Line 4 upstream of Kerrobert to Hardisty, Alberta by the construction of three new 914 mm (36 inch) OD pipe sections to connect with existing 1 219 mm (48 inch) OD pipe sections that are currently used for the operation of Line 3. By extending Line 4, the Enbridge system would then operate in a straight-through configuration between Hardisty and the international border and in a looping configuration between Edmonton and Hardisty. No changes are proposed for Lines 1 and 13. Appendix II provides an illustration of the proposed system operation post Terrace Phase II.

Once Terrace Phase II is completed, the annual capacity of Line 2 would increase by 2 000 m^3/d (12,600 b/d) and the annual capacity of Line 4 would increase by 4 900 m^3/d (30,800 b/d).

2.2 Applied-for Facilities

A summary of the proposed facility additions and modifications is provided below (refer to Table 2-1 for a more detailed summary):

- Line 2 - pump and station piping modifications and motor replacements;
- Line 3 - installation of a new pump station with three new pump units and required building additions, installation of two scraper traps and the removal of two pump units and associated piping; and
- Line 4 - construction of three 914 mm OD pipeline loops totalling approximately 123 km (76 miles), installation of a new pump station with three new pump units and required building additions, three scraper traps and tie-in facilities and delivery and injection piping, and modification of station piping.

---

1 In a looping configuration, the product in a specific line crosses over to a larger diameter pipeline upstream of each pump station. At the discharge side of each pump station, the product flows back into the original diameter pipe for that line.

Figure 2-1
Enbridge System Map - Terrace Phase II

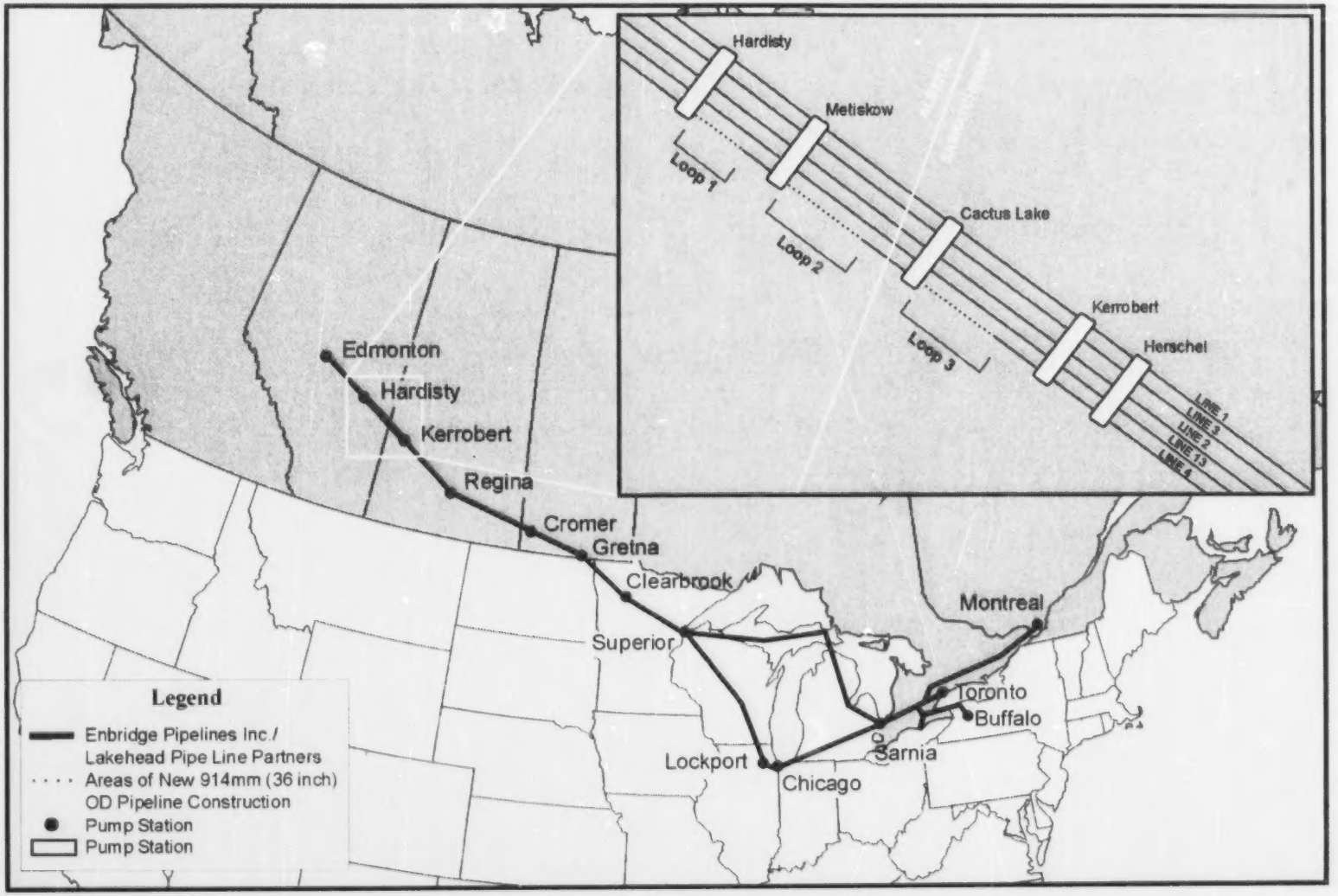


Table 2-1
Applied-for Facilities

	Facilities	Location			
		Hardisty	Metiskow	Cactus Lake	Kerrobert
Line 4	Loop 1: 33.1 km of pipe and tie-in facilities	X			
	Loop 2: 45.1 km of pipe and tie-in facilities		X		
	Loop 3: 44.8 km of pipe and tie-in facilities			X	
	Three scraper traps and connecting piping	X	X	X	
	New pump station: 3 new pump units (15,000 HP)		X		
	New pump and electrical switchgear buildings		X		
	Station piping modifications	X		X	
	Delivery and injection piping	X			
Line 3	New pump station: 3 new pump units (9,000 HP)	X			
	New pump and electrical switchgear buildings	X			
	Two scraper traps and connecting piping	X			
	Removal of two pump units (7,500 HP) and associated piping		X		
Line 2	Pump modifications and motor replacements	X	X	X	
	Station piping modifications				X
	Removal of cross-over piping and associated piping	X	X	X	X
	Removal of three scraper traps at KP 209.0, KP 274.9 and KP 335.0				

Enbridge also indicated that, as a result of the system reconfiguration effected by Terrace Phase II, certain existing cross-over facilities would no longer be required for operation and would be removed. These facilities include cross-over piping between Lines 2, 3 and 4 and associated piping at Hardisty, Metiskow, Cactus Lake and Kerrobert stations.

Enbridge proposed to construct the Terrace Phase II facilities during the summer and fall of 2001 in order to be in service by the fourth quarter of 2001 as requested by its customers. The capital cost of Terrace Phase II is estimated to be $140 million (refer to Table 2-2).

Table 2-2
Estimated Capital Cost of the Applied-for Facilities

Category	Total Cost ($000)
Materials (Pipelines and Pump Stations)	57,200
Installation	59,200
Land Rights	1,200
Engineering	5,500
Contingency	7,500
General & Administration	4,400
AFUDC	5,000
Total	**140,000**

2.3 Integrity

2.3.1 Line 4 - Internal Inspection Capability

Enbridge submitted that Line 4, which consists of 914 mm and 1 219 mm OD pipe sections, would be fully capable of internal inspection. Enbridge stated that it has participated with internal inspection tool vendors in developing tools capable of inspecting the differing diameter pipe sections on a single inspection run. This technology has been proven on base line inspection runs of the Terrace Phase I facilities, which used the same pipeline design.

2.3.2 Line 2 - Laminar Flow and Idle Pipe Sections

Since Line 2 would continue to operate in laminar flow[1], Enbridge submitted that it would continue with its integrity monitoring program, entitled "Internal Corrosion Monitoring and Control Program Line 2", which was developed for Terrace Phase I operation.

The Board questioned the operating status of the 610 mm (24 inch) OD pipe sections that currently form part of Line 2 between Hardisty and Kerrobert. Enbridge submitted that, as a result of its pipeline expansion project in 1985, Line 2 was converted to light crude oil service and certain sections of 864 mm (34 inch) OD pipe were incorporated into the Line 2 operation. Consequently, the adjacent 610 mm OD pipe sections were taken out of the daily operation of Line 2. Enbridge indicated that these 610 mm OD pipe sections have not transported crude oil on a daily basis since 1985. However, these pipe sections

---

1 Laminar flow operation can affect the corrosion environment in a crude oil pipeline. Although crude oil contains less than 0.5 percent water and solid material, the water and solid material can still accumulate in a line if the flow velocity in the line is insufficient to entrain these materials. Under laminar flow conditions, the water and solids will eventually settle to the bottom of the line and accumulate in pools where corrosion processes can be initiated.

have always been included in Enbridge's pipeline integrity management program. Cathodic protection has been maintained on the pipe sections and the condition of the pipe has been monitored by internal inspections carried out in 1974, 1981 and 1991. Enbridge stated that a high-resolution internal inspection of its 610 mm OD pipeline between Hardisty and Kerrobert is scheduled for March 2001.

2.4 Design and Construction Safety

Enbridge submitted that the design and construction of Terrace Phase II would be in accordance with the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* and would meet or exceed the requirements of the Canadian Standards Association Z662-99 standard, *Oil and Gas Pipeline Systems*. Further, Terrace Phase II would be designed and constructed in accordance with Enbridge's standards and manuals on file with the Board. Enbridge indicated that certain manuals[1] are being updated and would be filed with the Board once completed.

Enbridge indicated that inspections and audits of Terrace Phase II construction would be conducted to ensure compliance with regulatory requirements and its own construction standards and specifications. During the hearing, Enbridge committed to file with the Board documentation outlining the duties and inspection practices of each of its inspectors and the inspectors' manuals. Additionally, safety compliance audits would be conducted during field visits by the construction superintendent, the engineering team leaders and the project manager. These safety compliance audits would be conducted approximately every two to three weeks. Enbridge committed to file with the Board the checklist that would be utilized for its safety compliance audits.

Views of the Board

The Board is satisfied that the Terrace Phase II facilities would be designed and constructed in accordance with all regulatory requirements and required standards.

With respect to integrity, the Board is satisfied that Enbridge has adequately addressed the potential integrity issues associated with the idle 610 mm OD pipe sections of Line 2 and the internal corrosion issues in Line 2 resulting from laminar flow operation. The Board is also satisfied that Enbridge's integrity management program would continue to provide adequate internal inspection of the differing diameter pipe sections of Line 4.

---

1 Enbridge's Operations and Maintenance Procedures Book 3 (Tab 7, Pressure Testing) and Book 4 (Welding); Pipeline Construction Specification; Specifications for Station Construction; Safety Manual for Canadian Pipeline Construction; and Contractor Safety Manual (Station Construction).

Chapter 3

Environmental, Land and Socio-Economic Matters

3.1 Environmental Matters

The Board considered environmental matters related to Terrace Phase II pursuant to the Act and the CEAA. As a responsible authority (RA), the Board completed an environmental screening pursuant to sub-section 18(1) of the CEAA. The Prairie Farm Rehabilitation Administration (PFRA) was also identified as a RA for the project. The Board assumed the role of Lead RA for environmental assessment purposes. The Environmental Screening Report contains information regarding the environmental assessment, any proposed mitigation and the conditions to be included in any certificate in respect of the project. The Environmental Screening Report also addresses matters pertaining to public consultation.

Pursuant to the OH-1-2000 Directions on Procedure, parties wishing to receive a copy of the Environmental Screening Report for comment were requested to contact the Secretary of the Board before the end of the oral portion of the hearing. Only one interested party, Environment Canada, requested a copy for review. The Board circulated the Environmental Screening Report for comment to Enbridge, the PFRA and Environment Canada. Copies of the report are available on request from the Board's Publication Office.

Views of the Board

The Board considered the Environmental Screening Report and comments received and determined that, taking into account the implementation of Enbridge's proposed mitigative measures and those set out in the attached conditions (see Appendix IV), Terrace Phase II is not likely to cause significant adverse environmental effects. This represented a decision pursuant to paragraph 20(1)(a) of the CEAA, which was taken prior to making a decision under Part III of the Act in respect of the applied-for facilities.

3.2 Land Matters

3.2.1 Route and Facility Site Selection

Routing of the proposed pipeline was influenced by Enbridge's desire to maximize operational efficiency, minimize the amount of new land disturbance and avoid any areas of high environmental sensitivity. After a review of the environmental setting of its pipeline system in the project area, Enbridge stated that it chose the existing pipeline right of way as the preferred route for the following reasons:

- the existing route has been in service for approximately 50 years and is well known to all parties;
- adequate work space is generally available along the route;

- no environmental or socio-economic constraints are encountered along the existing right of way that cannot be effectively mitigated or compensated;
- the effects associated with a widening of an existing pipeline corridor would be incremental, while a new route would affect additional lands and increase the amount of land disturbance; and
- pipeline surveillance and maintenance activities can be conducted more efficiently for pipelines located within a common right of way than in two rights of way that are geographically separated.

The pipeline would be constructed in three loop sections between Hardisty, Alberta and Kerrobert, Saskatchewan. Table 3-1 identifies the location of the three proposed loops, as well as the location of the existing 1 219 mm OD pipe segments.

Table 3-1
Location of Proposed and Existing Pipe Sections

Proposed Start Location 914 mm OD	Proposed End Location 914 mm OD	Length (km)	Existing Start Location 1 219 mm OD	Existing End Location 1 219 mm OD	Length (km)
KP 175.9 Loop 1 (Hardisty Terminal)	KP 209.0	33.1	KP 209.0	KP 229.9	20.9
KP 229.9 Loop 2 (Metiskow Station)	KP 275.0	45.1	KP 275.0	KP 290.2	15.2
KP 290.2 Loop 3 (Cactus Lake Station)	KP 335.0	44.8	KP 335.0	KP 351.3	16.3

Enbridge submitted that its siting of new facilities (e.g., pump units, scraper traps and valves) was also influenced by its desire to limit the amount of new land disturbance, as well as to optimize maintenance activities and the use of existing infrastructure associated with its existing facilities (e.g., access roads, power lines and fenced site boundaries). The sites of the tie-in facilities were also restricted by existing Enbridge facilities. Consequently, the new facilities would be located within existing Enbridge lands and no new fee simple lands would be required to accommodate the facilities.

3.2.2 Land Requirements and Acquisition

Approximately 123 km (76 miles) of pipeline would be constructed on new right of way to be acquired adjacent to and south of Enbridge's existing right of way. Enbridge would acquire approximately 116.4 km (72 miles) of new permanent 25 metre (82 feet) wide right of way and approximately 6.6 km (4 miles) of new permanent 20 metre (65 feet) wide right of way. Enbridge would also acquire

temporary work space for such activities as: road, rail, major foreign line and water crossings; three-lift soil handling; and heavy grading where necessary.

Enbridge submitted that 100 percent of the landowners and encumbrancees on Loop 1 had been served with section 87(1) notices and that 61 of the 72 parcels of land required for Loop 1 (85 percent) had been acquired. The 72 parcels of land are owned by 44 landowners, 39 of whom had signed land acquisition agreements at the time of the hearing. For Loops 2 and 3, Enbridge had acquired 93 percent and 44 percent of the required parcels of land, respectively.

3.2.3 Section 58 Exemption for Loop 1

In its application, Enbridge requested exemption under section 58 of the Act from the requirements of subsections 31(c) and (d) and section 33 of the Act for Loop 1 between KP 175.9 and KP 209.0[1]. The effect of this exemption would be to relieve Enbridge from the requirement to file plans, profiles and books of reference (PPBoRs) for Loop 1 and thus the detailed route hearing process pursuant to sections 34 and 35 of the Act would not be triggered. The proposed exemption would allow Enbridge to proceed with construction on the lands for which it has an easement upon receipt of Governor in Council approval for those facilities and upon issuance of an exemption order by the Board. Loops 2 and 3 would be subject to the filing of PPBoRs and the detailed route hearing process as required.

Enbridge testified that it wished to complete construction of the Terrace Phase II facilities in one growing season in order to minimize impact on both the environment and landowners. To achieve this, Enbridge would commence construction starting with Loop 1 on 15 July 2001, followed by Loops 2 and 3, with an anticipated completion date of all three sections by year-end 2001. Enbridge also noted that this schedule would allow it to meet its customers' expectations for an in-service date in the fourth quarter of 2001.

Enbridge submitted that, if it did not receive the requested exemption for Loop 1, the Terrace Phase II project would not be completed until the first quarter of 2002, which would create issues for the petroleum producers who wish to utilize the facilities by year end.

Views of the Board

The Board is satisfied with Enbridge's rationale for locating the proposed facilities and associated temporary work space either within or adjacent to its existing right of way and on station property. The proposed general route is acceptable to the Board. No new fee simple lands would be required to accommodate the additional facilities at existing pump stations. The Board finds that Enbridge's anticipated requirements for permanent easements and temporary work spaces are reasonable and justified.

In deciding whether to grant the exemptions sought by Enbridge, the Board is mindful of the rights of landowners whose property Enbridge proposes to acquire. The Board is also cognizant of the potential timing concerns of Enbridge if it is unable to obtain by agreement all of the necessary land rights for the proposed facilities.

---

1 Enbridge's other requests for section 58 exemptions are addressed in Chapter 6 of these Reasons for Decision.

The Board has granted exemption orders consistent with that being requested by Enbridge in similar circumstances in other proceedings[1] but has conditioned those orders to address landowner rights. Enbridge stated that it could accept a condition requiring it to demonstrate to the Board, prior to construction, that all required land rights had been obtained along the entire Loop 1. In the event that all land rights could not be obtained, Enbridge would be required to demonstrate to the Board that the rights of the landowners for those portions of Loop 1 where the land rights have not been obtained would not be prejudiced by construction of other portions of Loop 1.

Enbridge had, at the time of the hearing, acquired 85 percent of the parcels of land required for Loop 1. In this regard, the Board is satisfied that the land acquisition process is well advanced and considers that the exemption order condition referred to above would protect the rights of the remaining landowners who have not signed easement agreements, while allowing Enbridge the flexibility to begin construction of Loop 1.

Upon issuance of a certificate, the Board would grant Enbridge exemption from the provisions of subsections 31(c) and (d) and section 33 of the Act for Loop 1, subject to the exemption order condition included in Appendix IV to these Reasons for Decision.

3.3 Socio-Economic Matters

Pursuant to the Act, the Board has considered the potential short and long-term socio-economic impacts of Terrace Phase II. Those socio-economic matters related to noise, heritage resources and traditional use of land and resources by aboriginal peoples are discussed in the CEAA Environmental Screening Report. The issues discussed herein deal with ongoing aboriginal consultation and economic benefits.

3.3.1 Aboriginal Issues

During the Early Public Notification process, Enbridge first met with representatives of the Federation of Saskatchewan Indian Nations (FSIN). During these discussions, the FSIN directed Enbridge to focus its consultation efforts on the Battlefords Tribal Council (BTC). The BTC represents the First Nations closest in proximity to the project, with the nearest Indian reserve land being 75 km from the proposed right of way. Enbridge complied and provided information to the BTC regarding the project scope, the environmental assessment and potential socio-economic benefits associated with the project. Numerous meetings were held with the BTC and the FSIN was kept apprised of these discussions. Enbridge indicated that the proposed project was positively received and there were no concerns raised by these First Nation groups regarding the application or the Environmental and Socio-Economic Impact Assessment. Enbridge agreed to, and has continued, dialogue and consultation with these First Nation groups.

Two aboriginal groups requested and were granted intervenor status: the Treaty Four - Treaty Six FSIN Task Force (Task Force) and the Aboriginal Resource Consortium (ARC). In its request for intervenor status, the Task Force identified its interest in the proceedings to include, but not be limited to, the

---

1 TransCanada PipeLines Limited, GH-3-98, Reasons for Decision dated November 1998; TransCanada PipeLines Limited, GH-2-97, Reasons for Decision dated November 1997.

following: environmental impact review and environmental protection; social impact review; archeological impact review; protection of traditional sites and historically significant and sensitive areas; and economic development opportunities including, but not limited to, employment and investment opportunities and business and training opportunities available to the members of the Treaty Four and Treaty Six Nations. Representatives of the BTC and the FSIN, Mr. Graham Wuttunee and Vice Chief Lonechild, respectively, participated in the OH-1-2000 hearing as witnesses and their presentations are discussed below.

In its request for intervention, ARC stated that its interest was generally related to the historical socio-economic disadvantages of aboriginal peoples in the pipeline construction industry and any policies Enbridge has in respect to aboriginal participation in its proposed project. ARC did not provide evidence or participate in the hearing.

Mr. Graham Wuttunee

Mr. Wuttunee was introduced at the hearing as the duly-appointed spokesperson for Treaty Six and the BTC, a member of the Red Pheasant First Nation and the First Nations liaison between Enbridge and the Treaty Six First Nations of Saskatchewan and Alberta. Mr. Wuttunee submitted that he endorsed the project and discussed the commitments made to the BTC by Enbridge as negotiated by the two parties. These commitments are discussed below. Mr Wuttunee requested that the Board ensure the commitments made by Enbridge are realized.

Additionally, Mr. Wuttunee expressed concern that, in his view, First Nation inherent rights to lands and resources have not been honoured in this and other similar resource development projects.

Vice Chief Guy Lonechild

Vice Chief Lonechild was introduced at the hearing as the Second Vice Chief of the FSIN and as holding the portfolio for oil, gas and natural resources for the FSIN. He stated that he was speaking on behalf of the FSIN and the Chiefs of Treaty Four and Treaty Six.

Vice Chief Lonechild indicated his support for the project primarily due to the commitments made by Enbridge to ensure First Nation benefits and participation. Vice Chief Lonechild also emphasized the need for First Nations to foster economic partnerships with industry.

Commitments

At the hearing, Enbridge submitted as evidence its letter to the BTC dated 18 March 2001 outlining commitments to the BTC. These commitments were negotiated in response to issues raised by the BTC and the FSIN and, in particular, related to the provision of contracting, environmental management, capacity building and employment benefits from Terrace Phase II to the members of the BTC. Both First Nation witnesses indicated their satisfaction with the efforts of Enbridge to address the issues and their support for the resulting commitments. Counsel for the Task Force acknowledged that the letter of commitments accurately summarized what had been agreed to; however, the Task Force believes it is important to further document details of the commitments in a negotiated memorandum of understanding.

Conditions

At the hearing, counsel for the Task Force tabled a set of four draft conditions for the Board to consider should the Board approve the project (refer to Appendix III). Generally, these conditions sought assurances that Enbridge honour any current and future commitments it may have with the Task Force, that the Company report to the Board regarding its activities related to these commitments and that Enbridge develop an Aboriginal Policy.

During Final Argument, counsel for Enbridge disagreed with the inclusion of the proposed conditions with the exception of condition two which would require Enbridge to submit to the Board progress reports with information concerning employment, training and progress of economic opportunities for First Nation peoples. These reports would be submitted on a monthly basis until commencement of operation. With regard to the other conditions, Enbridge argued that any condition which does not have a clear objective compromises the construction and operation of the proposed pipeline. Enbridge also argued that the kind, nature and degree of consultation it had with the BTC and the FSIN was fair and commensurate with the scope of the project and that the commitments outlined in Enbridge's letter demonstrate a more than reasonable effort on the part of Enbridge to reach agreement with the BTC and the FSIN.

Counsel for the Task Force argued that, although Enbridge's letter of commitments accurately summarized what Enbridge is prepared to do, the Task Force requires further assurances beyond those which Enbridge has outlined in its letter of commitments, including a formally executed memorandum of understanding between the company and the Task Force specifying the details of these commitments. Counsel for the Task Force also argued that the Board has imposed similar conditions in past decisions.

Views of the Board

The Board notes that after extensive consultation between Enbridge, the BTC and the FSIN, an agreement on the issues of concern to these First Nations groups regarding the proposed project was successfully reached by the parties. A process for a continuing dialogue between the parties has been established through the First Nations' Liaison and Communications Officer and monthly project briefings to the BTC Chiefs or the Tribal Council Management. The Board also notes that the BTC and the FSIN have indicated their support for the project given the commitments made by the company. The Board is satisfied that Enbridge has provided opportunities for these First Nations groups to participate in the applied-for project through project employment initiatives, specific environmental site monitoring activities and the involvement of Elders in the identification of traditional use sites and the provision of advice on appropriate mitigation measures. With respect to the issue of resource revenue sharing, the Board agrees with both counsel that this hearing was not the proper forum for the resolution of that issue which would be addressed more appropriately through government to government negotiations.

Regarding the proposed conditions, the Board has broad discretion pursuant to section 54 of the Act to attach terms or conditions to a pipeline certificate "as the Board considers necessary or desirable in the public interest". The purpose of certificate conditions is to specify the Board's requirements for the construction and operation of a pipeline. Thus, for example, the Board has attached conditions to approvals that require parties to

provide additional information, to complete studies or to conduct programmes to monitor environmental impacts. In other situations, where it has been found that consultations prior to approval of the pipeline have been inadequate, the Board has concluded that it would be necessary or desirable for the pipeline company to undertake further consultations with affected parties.

In considering whether a proposed condition should be attached to an approval, the practical effects of that condition, based on the circumstances of the particular application, must be addressed. Specifically, the Board must have regard for the clarity, certainty and direct relation of the proposed condition to the applied-for project. The imposition of conditions which fail to meet any of the above criteria could jeopardize a project that has been approved in the public interest, by initiating prolonged debate or litigation over the interpretation of a condition.

Counsel for the Task Force submitted that, in past decisions, the Board has imposed conditions similar to those requested by his clients. However, the Board notes the different circumstances and evidence before the Board in the decisions referred to by counsel in final argument. For example, in previous decisions, based on the particular facts before it, the Board has imposed conditions requiring a company to submit written protocols or enter into negotiations, where consultation with aboriginal people was not carried out in a timely manner[1] or where affected First Nations and a company had disagreed on a number of significant matters[2]. The Board has imposed conditions requiring a company to monitor the success of its commitments to First Nations and Métis where participation in the project by those groups was considered by the Board to be important and where memoranda of understanding had not been completed with all aboriginal persons along the project route[3].

In this instance, the evidence demonstrates that extensive consultation has taken place between Enbridge, the BTC and the FSIN, which culminated in the agreement summarized in a letter of commitments dated 18 March 2001 from Enbridge to the BTC. This letter commits Enbridge to support BTC participation in the project, to provide funding for capacity building initiatives and to address concerns regarding traditional use sites which may be present in the vicinity of the project. While the parties may choose to enter into a more formal agreement to address the details of the matters set out in the letter of commitments, the Board is of the view that the commitments that are directly related to the construction and operation of the applied-for facilities are clear and unambiguous. The resolution of any dispute that may arise from the letter of commitments would, in the opinion of the Board, fall within the purview of a court of competent jurisdiction.

Conditions 1, 3 and 4 as proposed by the Task Force each contain elements requiring some further level of agreement between the parties prior to construction or operation of

---

1 The Sable Offshore Energy Project and the Maritimes & Northeast Pipeline Project, GH-6-96, Reasons for Decision dated December 1997.

2 Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd., GH-2-99, Reasons for Decision dated October 1999.

3 Alliance Pipeline Ltd. on behalf of Alliance Pipeline Limited Partnership, GH-3-97, Reasons for Decision dated November 1998.

the pipeline. In considering the attachment of such conditions, the Board must have regard for the possibility that, despite reasonable attempts, the parties may not be successful at reaching further agreement. For example, the parties may be unable to reach an agreement with respect to the objectives and the strategies for the achievement of those objectives itemized in proposed Condition 1(c), or with respect to the report required by proposed Condition 3. In the event of a failure to agree, a further Board process may be required to resolve any deadlock, thereby creating uncertainty for the project during construction or operation, despite the project having been previously approved in the public interest.

The Board must also have regard for the direct application of the proposed conditions to the applied-for project. Proposed Condition 3 appears to be very wide-ranging in that it is not limited to those commitments set out in Enbridge's letter of 18 March 2001 to the BTC. It makes reference to "all of the Company's obligations and undertakings . . .". It is unclear whether Condition 3, as proposed, is referring only to those commitments set out in the Enbridge letter of commitments or whether it is intended to capture other obligations or undertakings of Enbridge.

Proposed Condition 4 is directed at the development by Enbridge of a general Aboriginal Policy which would, as described by counsel for the Task Force, ". . . be utilized for future purposes and future projects as they affect the First Nations of Saskatchewan and Alberta.". The Board recognizes the value in developing long term working relationships and general policies in respect of the participation of aboriginal people in pipeline projects. However, the development of such a general policy is in the Board's view beyond the scope of the applied-for facilities.

For all of the above reasons, the Board is of the view that imposing proposed Conditions 1, 3 and 4 would be unnecessary and undesirable in the public interest. Therefore, the Board is not prepared to attach those conditions to any certificate that may be issued in respect of this project. However, the Board recognizes the importance of participation in pipeline projects by aboriginal people who may be affected by those projects and encourages the development of meaningful partnerships between Board-regulated companies and aboriginal groups to facilitate that participation. Thus the Board wishes to be kept apprised of the progress of the initiatives referred to in Condition 2 and will attach Condition 2 to any certificate that may be issued for the applied-for project. The Board would also direct Enbridge to serve the reports referred to in Condition 2 on the Task Force and the BTC concurrently with the reports being filed with the Board.

Chapter 4

Supply and Markets

4.1 Supply

Enbridge submitted a forecast which projects that the production of crude oil and equivalent from western Canada will increase from an average rate of 316 800 m^3/d (1,992,400 b/d) in 1999 to an estimated 437 000 m^3/d (2,748,600 b/d) in 2010. The forecast was based on an industry survey of western Canadian crude oil supply and demand conducted in the winter of 1999/2000 and follow-up discussions to ensure agreement by the producers regarding the reasonableness of the forecast. Survey respondents included crude oil producers, connected pipeline companies that deliver supply to the Enbridge system and the provincial governments of the four western provinces. Participants were asked to base their projections on the following price assumptions:

- a price per barrel for West Texas Intermediate (WTI) at Cushing, Oklahoma that increased from US$21.95 in 2000 to US$27.00 in 2010; and
- a light/heavy price differential between WTI and Bow River at Chicago, Illinois rising from US$4.50/barrel in 2000 to US$7.00/barrel by 2010.

While the survey results indicated growth in western Canadian crude oil production of bitumen and synthetic crude oil, Enbridge submitted that such growth will be limited by market demand. Therefore Enbridge adjusted its forecasted supplies of these crude oil types to reflect the projected demand in connected markets. Enbridge noted that, while its heavy crude oil forecast assumed that bitumen production would be market limited, it is equally likely that conventional heavy crude oil production would be limited instead. Regardless of which heavy crude oil type is market constrained, Enbridge considers that the overall supply of heavy crude oil will achieve the same forecast levels.

Enbridge's production forecast shows a 10 percent increase in the supply of light crude oil and equivalent over the forecast period, chiefly due to increased supply of synthetic crude oil from the integrated mining plants. While all of the synthetic crude oil produced at mining plants is classified in the light crude oil and equivalent category in the production forecast, Enbridge noted that it had received indications from industry that a certain proportion of the increase in synthetic crude oil production will be heavy and sour in nature with a low viscosity but a high density. This heavy synthetic crude oil would be transported on Line 4, one of Enbridge's heavy crude oil lines.

The forecast indicates that the majority of the projected increase in western Canadian crude oil supply will come from increased production of conventional heavy crude oil and bitumen. These products must be blended with varying amounts of diluent in order to be transported in Enbridge's system. Enbridge calculated the total heavy blend supply as conventional heavy production plus bitumen production plus diluent required for transportation. The heavy crude oil supply forecast submitted by Enbridge is summarized in Table 4-1.

Table 4-1
Forecast of Western Canadian Heavy Crude Oil Supply, Demand and Throughput
(000 m^3/d)[a]

	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Heavy Blend Supply						
Conventional Heavy Production	88.5	107.1	110.7	111.4	112.2	111.8
Bitumen Production	44.9	51.5	87.9	94.2	96.1	101.0
Diluent	21.5	28.3	46.5	47.4	49.4	52.3
Total Available Heavy Blend	154.9	186.9	245.1	253.0	257.7	265.1
Non-Enbridge Demand						
Canadian Markets[b]	18.8	17.2	51.2	51.2	51.2	51.2
U.S. Markets	37.9	31.3	35.6	36.4	38.4	40.6
Total Non-Enbridge Demand	56.7	48.5	86.8	87.6	89.6	91.8
Heavy Blend Available to Enbridge	**98.3**	**138.5**	**158.4**	**165.4**	**168.1**	**173.3**
Heavy Throughput - Lines 2 and 4		**132.8**	**159.5**	**168.7**	**171.5**	**177.6**

[a] totals may not add due to rounding
[b] includes standalone upgraders

4.2 Markets

Western Canadian crude oil is delivered to markets in western and eastern Canada and to export markets in PADDs[1] I, II, IV and V and offshore. Enbridge stated that 16 percent of its volumes in 1999 (including natural gas liquids and refined products) was delivered to markets in western Canada, 28 percent was delivered to markets in eastern Canada and the remaining 56 percent was delivered to export markets in PADDs I, II and IV. PADD II is the largest export market for western Canadian crude oil and, in 1999, Enbridge delivered 117 600 m^3/d (739,600 b/d) to this market. Enbridge submitted that the capacity of refineries served by Enbridge in PADD II totals approximately 430 800 m^3/d (2,710,100 b/d).

Enbridge derived its crude oil disposition forecast by balancing western Canadian crude oil production with refinery demand in all of the markets that can access western Canadian crude oil. The disposition of light crude oil and equivalent (including upgraded heavy crude oil) is forecast to increase through the forecast term from 203 400 m^3/d (1,279,300 b/d) in 1999 to 217 100 m^3/d (1,365,500 b/d) in 2010. Enbridge expects the disposition of heavy crude oil and bitumen to increase as follows:

- western Canadian demand (primarily upgrading facilities) is expected to increase from 16 200 m^3/d (102,000 b/d) in 1999 to approximately 62 000 m^3/d (390,000 b/d) in 2005 and then remain relatively constant through 2010;

---

[1] PADD refers to the U.S. Petroleum Administration for Defense Districts. Geographically, the five districts are East Coast (I), Midwest (II), Gulf Coast (III), Rocky Mountain (IV) and West Coast (V).

- Ontario demand is expected to increase from 12 300 m^3/d (77,400 b/d) in 1999 to 20 700 m^3/d (130,200 b/d) in 2010; and

- export demand is expected to increase from 105 500 m^3/d (663,600 b/d) in 1999 to 198 700 m^3/d (1,249,800 b/d) by 2010. The export market is limited by the expected conversion capacity available in PADD II.

4.3 Western Canadian Crude Oil Available to Enbridge

Production available to Enbridge is calculated as the difference between western Canadian crude oil production and non-Enbridge western Canadian crude oil disposition. Production volumes were adjusted for blending of heavy crude oil with diluent, the addition of recycled and manufactured diluent and the upgrading of certain heavy blend volumes to synthetic light crude oil. The forecast of heavy crude oil supply available to Enbridge is summarized in Table 4-1.

4.4 Throughput

Enbridge submitted a forecast for throughput on its heavy crude oil lines (Lines 2 and 4) for the period of 2002 to 2010. This forecast was based on Enbridge's expectation that the production of heavy crude oil will increase over the forecast period. The actual disposition of heavy crude oil supply was adjusted to take into consideration:

- diluent required for transportation;

- heavy crude oil upgrading;

- the production of heavy synthetic crude oil; and

- definitional differences in reporting the supply and disposition of medium crude oil.

A summary of Enbridge's heavy crude oil throughput projections is shown in Table 4-1. Enbridge's forecast indicates that the projected potential throughput on Lines 2 and 4 will exceed the current capacity of these lines (127 100 m^3/d or 799,400 b/d) in 2002 and will continue to increase throughout the forecast period.

Views of the Board

The Board recognizes the uncertainties associated with forecasts of supply, markets, disposition and throughput of crude oil and equivalent. However, Enbridge's forecasts were developed in consultation with industry and provincial governments and these forecasts were not challenged by other parties. As a result, the Board considers these forecasts to be reasonable.

Based on the forecasts provided by Enbridge, the Board accepts as reasonable Enbridge's expectation that heavy crude oil throughput will exceed the existing capacity of Lines 2 and 4 of its system in 2002.

Chapter 5

Financial Matters and Economic Feasibility

5.1 Financial Matters

In 1998, CAPP and Enbridge entered into the Terrace Toll Agreement to assist in financing all phases of the Terrace Expansion Program. The Board approved the final version of this agreement on 17 December 1998. CAPP triggered the Terrace Phase II expansion by a request to Enbridge on 25 October 2000 as per the agreement.

The Terrace Toll Agreement establishes a toll increment to base tolls equivalent to 31.5 cents per m^3 ($0.05 per barrel) of light crude oil for transportation from Edmonton, Alberta to Griffith, Indiana adjusted for distance and commodity credits and surcharges. Up to 25.2 cents per m^3 ($0.04 per barrel) of this increment is charged for transportation on the Canadian portion of the system. This toll increment has been charged since the Terrace Phase I expansion came into service in April 1999 and will continue until year-end 2013.

On 15 June 2000, the Board approved a new Incentive Toll Settlement for Enbridge. Under this settlement, base tolls are calculated each year using pre-Terrace capacity and costs. Enbridge is assured revenue from base tolls for the additional Terrace capacity through the transportation revenue variance mechanism. The transportation revenue variance increases the following year's revenue requirement and tolls to recover revenue from base tolls associated with any shortfall in throughput compared to the system operating at its Terrace Phase II capacity. Enbridge indicated that, if none of the 6 900 m^3/d (43,400 b/d) in additional capacity is used once the Terrace Phase II facilities are in service, base tolls for the following year could increase up to 6.3 cents per m^3 ($0.01 per barrel) of light crude oil by virtue of the associated transportation revenue variance.

Enbridge submitted that it intends to finance the $140 million cost of Terrace Phase II through a mixture of short and long term debt and equity, either internally-generated or newly issued, as appropriate.

During the proceeding, no party raised any concerns about financing or tolls.

Views of the Board

Both the Terrace Toll Agreement and the Incentive Toll Settlement have been approved by the Board in separate proceedings. The Board is satisfied that Enbridge has sufficient shipper support and resources to finance the Terrace Phase II expansion.

5.2 Economic Feasibility

In its application, Enbridge measured the economic impact of Terrace Phase II by assessing the projected increase in industry cash flow that would result from additional volumes of crude oil reaching market via its pipeline system. Enbridge compared the deliveries of crude oil through its current pipeline system to the deliveries through the system assuming that the Terrace Phase II facilities were constructed.

Transportation costs and resultant netbacks at Edmonton were considered for each of the markets for which western Canadian crude oil is forecast to move from 2002 to 2010. Enbridge's presentation of illustrative netbacks at Edmonton for 1999, from each of the markets that process western Canadian crude oil, indicated that its system generally provides western Canadian crude oil producers with the highest netbacks, particularly with its connection to the PADD II market.

Enbridge quantified the net revenue benefit as the net present value of the difference between industry revenues with the Terrace Phase II facilities and without the Terrace Phase II facilities. Enbridge calculated that, with the Terrace Phase II facilities in service, industry revenues over the 2002 to 2010 period are expected to increase by about $3.3 billion (net present value in 2002) compared to the "without expansion" facilities case.

Views of the Board

The Board assesses the economic feasibility of new pipeline facilities by determining the likelihood of the facilities being used at a reasonable level over their economic life and the likelihood of the tolls being paid. In the case of Terrace Phase II, this assessment included an evaluation of oil supply and markets, the payment of tolls and the financing of the project. The Board is satisfied with this evidence, including the calculation of the net revenue benefit to industry of the Terrace Phase II facilities. The Board finds that the facilities are likely to be used at a reasonable level over their economic life.

Chapter 6

Section 58 Exemption for the Station Facilities

Enbridge is seeking a certificate pursuant to section 52 of the Act for the construction of Loops 1, 2 and 3 and an order pursuant to section 58 of the Act exempting all Terrace Phase II pump units, related facilities and station piping (station facilities) from sections 30, 31 and 47 of the Act [1]. Section 30 requires a company to have a certificate and leave to open prior to operating a pipeline. Section 31 requires a company to have a certificate and to have complied with all conditions to the certificate before beginning construction of a pipeline. This provision also requires the filing and approval of PPBoRs. Section 47 requires a company to obtain leave of the Board to open its pipeline. Enbridge's main purpose in seeking these exemptions is to eliminate the need for a certificate for the construction and operation of the station facilities. This would allow Enbridge to begin construction of the station facilities without having to wait for the approval of the Governor in Council (GIC).

6.1 Sections 52 and 58 of the Act

Section 52 is the general approval provision for all pipeline facilities under the Act. Section 52 states:

> 52. The Board may, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate in respect of a pipeline if the Board is satisfied that the pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity and, in considering an application for a certificate, the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant and . . .

It is important to note that the issuance of a certificate is subject to GIC approval. Once a certificate is issued under section 52, a number of further requirements under the Act are triggered, such as the filing of PPBoRs and the detailed route hearing process.

Section 58 provides for exemptions to the general approval provision of section 52 and states:

> 58. (1) The Board may make orders exempting
>
> (a) pipelines or branches of or extensions to pipelines, not exceeding in any case forty kilometres in length, and
>
> (b) such tanks, reservoirs, storage facilities, pumps, racks, compressors, loading facilities, interstation systems of communications by telephone, telegraph or radio, and real and personal property and works connected therewith, as the Board considers proper,
>
> from any or all of the provisions of sections 29 to 33 and 47.

---

[1] As discussed in section 3.2.3 of these Reasons for Decision, Enbridge also applied for certain section 58 exemptions for Loop 1, which did not include a request for exemption from sections 30 and 47.

These provisions allow the Board to grant exemptions for certain facilities. If exemption from section 30 is granted, the effect is to approve the facilities without the requirement of a certificate and the approval of the GIC.

6.2 Submissions of Enbridge

Enbridge submitted that the construction and installation of the station facilities would take six to seven months to complete, given the complexity of the work required (i.e., locating existing facilities; civil, mechanical and electrical work; and commissioning activities). Enbridge further testified that, if the exemption for the station facilities was not granted, the entire project would not be completed in the fourth quarter of 2001 which would ". . . create issues for the petroleum producers who wish to utilize the pipeline to move their receipts . . ." and "there would be upstream impacts on a decision not to provide the section 58 exemption . . .".

In order to complete the entire Terrace Phase II project by the fourth quarter of 2001, Enbridge submitted that it must start construction of the station facilities no later than 15 May 2001. In response to questioning by the Board, Enbridge indicated that neither the proposed station facilities nor the proposed pipeline loops are stand-alone facilities, as neither would be usable without the other.

Enbridge argued that the time between an approval of the station facilities under section 58 and the approval of the remainder of the facilities under section 52 would be approximately one month. Thus the risk of the section 58 station facilities being constructed and the section 52 certificate not being granted is minimal in Enbridge's view. Enbridge submitted that it would be at risk financially for any costs expended on the station facilities should the certificate for the remaining facilities not be granted.

Views of the Board

In discussing this particular portion of the Enbridge application, it is necessary to examine the intent of Parliament reflected in the Act by the inclusion of sections 52 and 58. At the time of enacting the Board's enabling legislation, it is clear that Parliament was of the view that pipeline facilities, in general, should have not only the rigorous review of all relevant factors and approval of the Board but also the approval of the GIC. Absent section 58, each and every facility construction and modification, no matter how minor, would be subject to a public hearing, the issuance of a certificate, which would be subject to GIC approval, and further procedural requirements. Parliament must have seen that such a rigorous assessment was not necessary in all cases and, accordingly, provided the Board with discretion, in certain cases, to exempt companies from some or all of these requirements, including the need for GIC approval. As with all administrative tribunal decisions, the discretion that Parliament intended must be applied with regard to the evidence before it and, in the case of an exemption such as this, with the knowledge that an exemption is not to be lightly granted. Exemption from any of the requirements of the Act and, in particular, the requirement for GIC approval should only be granted on clear and compelling evidence.

In exercising its discretion, the Board has often granted applications for section 58 orders to exempt companies from the requirement of a certificate for discrete projects involving additions or modifications to existing pipeline facilities and for new pipelines no greater

than 40 km in length. Under section 58, applications for smaller and more routine projects may, where appropriate, be approved by the Board without GIC approval. The Board has also granted applications for section 58 exemptions for portions of larger projects considered within a public hearing process[1]. Such approvals have been given on a case-by-case basis after careful consideration of the evidence before the Board.

In this case, the Board has before it an application for a single, integrated project consisting of three pipeline loops and modifications and additions to existing pump stations. None of these facilities can be used or operated independently from the other components of the project. Acceding to Enbridge's request would require the Board to partition an otherwise single, integrated project into two distinct sections for the purpose of obtaining Board approval of the station facilities at an earlier date and GIC approval of the pipeline loops at a later date. This would allow the construction of the station facilities to begin prior to the approval of the pipeline loops being granted.

The Board has considered Enbridge's arguments in support of its request for exemption. The request for expeditious consideration of an application due to timing issues is often raised by applicants. In argument, counsel for Enbridge submitted that, in all probability, the time between a Board decision under section 58 and a decision of the GIC would be one month. Counsel argued that the Board should exercise its discretion under section 58 to exempt the station facilities because of that short temporal link between the two potential decisions. The Board does not find this argument particularly compelling. On the contrary, it seems to the Board that such a short period of time, in the absence of clear evidence of some serious detriment to the project, would weigh heavily against an exemption from a certificate in these circumstances.

Nor does the Board find persuasive Enbridge's assertion that, should the GIC not grant its approval for the remaining facilities, it would assume any financial risk for the construction of the station facilities that had taken place. In the Board's view, the fact that such a risk exists is, in and of itself, argument against the partitioning of the project, even if that risk would be minimal as suggested by Enbridge.

Enbridge also referred to the Board's decision in OH-1-98, in which exemptions similar to those being sought in this case were granted. While administrative tribunals are not bound by their past decisions, the Board is of the view that a tribunal should have regard to its past decisions to ensure consistency in its decision making. Consideration of the evidence relied upon and the basis for past decisions should be considered when similar circumstances present themselves in subsequent proceedings. The Board notes that the OH-1-98 Reasons for Decision do not refer to the evidence on which the Board relied in granting the exemption nor is the basis for the decision to grant the exemption explained. As a result there is nothing in the OH-1-98 Reasons for Decision, other than the decision itself, to guide this panel of the Board in making its decision.

---

[1] TransCanada PipeLines Limited, GH-5-89, Reasons for Decision dated November 1990; Interprovincial Pipe Line Inc., OH-1-98, Reasons for Decision dated June 1998.

However, in the GH-4-98 proceeding[1] subsequent to OH-1-98, the Board dealt squarely with the issue of severing components of a project for the purpose of obtaining a section 58 exemption from the requirement of a certificate for those components. In a preliminary motion, Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) requested that the Board grant a section 58 exemption from, *inter alia*, section 30 of the Act for a 5 km portion of the proposed Point Tupper Lateral pipeline. In its reasons for rejecting the motion of M&NP, the Board stated that it is not open to a company to divide its project into segments so as to exempt a pipeline greater than 40 km in length from the requirement to obtain a certificate to construct and operate that pipeline. In reaching its decision, the Board relied on the decision of the Federal Court of Appeal in the case of *Alberta (Attorney General) v. Westcoast Energy Inc.*[2] (Pesh Creek).

Enbridge submitted that the facts in GH-4-98 were wholly distinguishable from those of the present case, as this application deals with discrete pump and associated facilities located wholly on Enbridge land and Enbridge is not seeking approval to exempt an indiscrete section in the middle of a contiguous pipeline. Enbridge also argued that the decision in Pesh Creek does not limit the Board's authority to grant an exemption in this case.

Enbridge made it clear in its evidence that the station facilities could not be used without the pipeline loops. On that basis, the Board does not consider the station facilities to be discrete from the rest of the project. Exempting the station facilities from the requirement of a certificate in the circumstances of the single, integrated Terrace Phase II project is, in the Board's view, analogous to exempting a section of pipe from a contiguous line.

Whether or not Enbridge is correct in its interpretation of the Pesh Creek decision, the Board considers that partitioning of the Terrace Phase II project for approval purposes in these circumstances would not be a proper exercise of the Board's discretion pursuant to subsection 58(1)(b) of the Act. The request for exemption of the station facilities from the requirement of a certificate is therefore denied. Accordingly, for the purpose of issuing a certificate, all aspects of the Terrace Phase II project will be considered together and, if approved by the Board, will be forwarded as a single, integrated project to the GIC for its approval.

However, should the GIC approve the Terrace Phase II project, the Board is of the view that this would be a proper case in which to grant an exemption for the station facilities from the requirements of subsections 31(c) and (d) and section 33 of the Act, as these facilities are to be constructed on Enbridge property and no new lands would be required.

---

1 Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd., GH-4-98, Reasons for Decision dated January 1999.

2 (1997), 208 N.R. 154 (F.C.A.).

6.3 Exemption from the Leave to Open Provision of the Act

Enbridge requested exemption, pursuant to section 58 of the Act, from the provision of section 47 of the Act in respect of the requirements for leave to open for the applied-for pumping units, related facilities and station piping.

Views of the Board

In determining whether to grant exemption from leave to open, the Board generally considers criteria such as: the consequences of a release of service fluid; the compliance history of a company; the location of the pipeline or pipeline facility; and the use of unconventional design or construction practices.

Given that the pumping units, related facilities and station piping are intended to operate in low vapour pressure service and are located on station property, the Board would exempt Enbridge from the provisions of paragraph 30(1)(b) and section 47 of the Act for these facilities. The Board is satisfied that these facilities may safely be opened for transmission.

Chapter 7

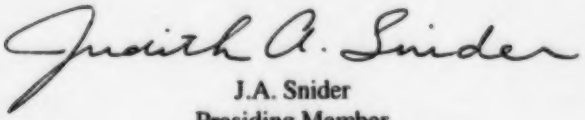
Disposition

The foregoing constitutes our Reasons for Decision in respect of the application heard by the Board in the OH-1-2000 proceeding. The Board is satisfied from the evidence that the Terrace Phase II facilities are and will be required by the present and future public convenience and necessity.

The Board approves Enbridge's application pursuant to section 52 of the Act for new pipeline facilities and will recommend to the Governor in Council that a certificate be issued, subject to the certificate conditions set out in Appendix IV.

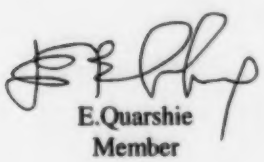
Upon issuance of a certificate, the Board will issue an order pursuant to section 58 of the Act exempting the portion of line pipe between KP 175.9 and KP 209.0 (Loop 1) from the requirements of subsections 31(c) and (d) and section 33 of the Act, subject to the exemption order condition set out in Appendix IV.

The Board denies, in part, Enbridge's application pursuant to section 58 of the Act exempting all Terrace Phase II pumping units, related facilities and station piping from the requirements of sections 30, 31 and 47 of the Act. Upon issuance of a certificate, the Board will issue an order pursuant to section 58 of the Act exempting the pumping units, related facilities and station piping from the requirements of paragraph 30(1)(b), subsections 31(c) and (d), and sections 33 and 47 of the Act.



J.A. Snider
Presiding Member

J.S. Bulger
Member



E.Quarshie
Member

Calgary, Alberta
May 2001

Appendix I

List of Issues

1. The need for the proposed facilities.

2. The economic feasibility of the proposed facilities.

3. The appropriateness of the proposed method of financing the project.

4. The adequacy of supply and markets.

5. The appropriateness of the location of the proposed facilities, land requirements and the land rights acquisition process.

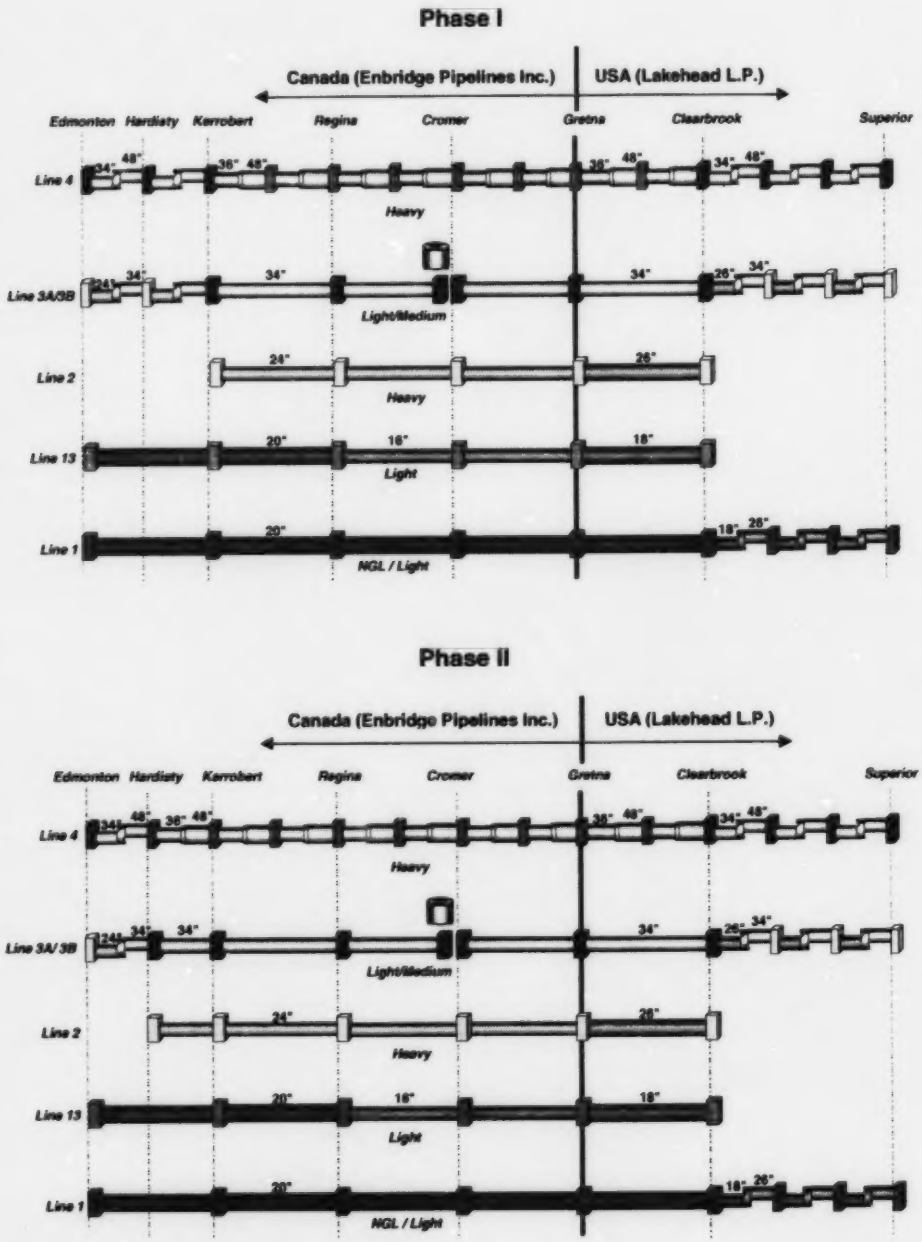
6. The potential environmental and socio-economic effects of the proposed facilities, including those factors outlined in subsection 16(1) of the *Canadian Environmental Assessment Act*.

7. The appropriateness of the design of the proposed facilities.

8. The terms and conditions to be included in any approval which may be issued.

Appendix II

Pipeline System Configuration



Appendix III

Conditions Proposed by the Task Force

PRIOR TO COMMENCEMENT OF CONSTRUCTION

1. Unless the Board otherwise directs, the Company shall file with the Board, at least 30 days prior to commencement of construction:

   (a) confirmation that identification of issues of concern, in respect of traditional use sites has been completed with Saskatchewan First Nations communities, as represented by the Treaty No. 4 - Treaty No. 6 - Federation of Saskatchewan Indian Nations Task Force, including but not limited to:

      (i) a listing of issues by First Nations;
      (ii) the measures proposed to mitigate the issues identified in response to (i); and
      (iii) any comments from the respective First Nations on the measures identified in response to (ii); and

   (b) confirmation that consultations regarding traditional use sites have been completed with the Treaty No. 4 - Treaty No. 6 - Federation of Saskatchewan Indian Nations Task Force and a description of the mitigation proposed.

   (c) confirmation that First Nations economic development opportunities, construction worker, operations worker and maintenance worker training and employment programs and opportunities have been identified and confirmed, in writing, along with a strategy for the achievement of those objectives, with the Treaty No. 4 - Treaty No. 6 - Federation of Saskatchewan Indian Nations Task Force.

DURING CONSTRUCTION

2. Unless the Board otherwise directs, the Company shall submit progress reports to the Board, on a monthly basis, setting forth information regarding employment, training and progress of economic opportunities for the First Nations people, in a form satisfactory to the Board, until commencement of operation.

PRIOR TO COMMENCEMENT OF OPERATION

3. The Company shall submit to the Board, a report satisfying the Board that all of the Company's obligations and undertakings, with respect to the Treaty No. 4 - Treaty No. 6 - Federation of Saskatchewan Indian Nations Task Force, have been fulfilled, together with acknowledgment and agreement with the report by the proper officers of the said Task Force.

GENERAL

4. Unless the Board otherwise directs, the Company shall report to the Board on the progress of its Aboriginal Policy and on any negotiations with the Treaty No. 4 - Treaty No. 6 - Federation of Saskatchewan Indian Nations Task Force in accordance with the following schedule; upon publishing the policy; upon implementation of the policy; and upon completion of construction and prior to commencement of operations.

Appendix IV

Certificate and Exemption Order Conditions

CERTIFICATE CONDITIONS

General

1. Unless the Board otherwise directs, Enbridge shall cause the approved facilities to be designed, manufactured, located, constructed and installed in accordance with those specifications, drawings and other information or data set forth in its application or as otherwise adduced in evidence before the Board during the OH-1-2000 proceeding.

2. Unless the Board otherwise directs, Enbridge shall implement or cause to be implemented all of the policies, practices, mitigative measures, recommendations, commitments and procedures for the protection of the environment included in or referred to in its application or as otherwise adduced in evidence before the Board during the OH-1-2000 proceeding.

Prior to the Commencement of Construction

3. Enbridge shall file with the Board, at least 30 days prior to the commencement of any construction activity or as otherwise directed by the Board, a detailed construction schedule(s) identifying major construction activities and shall notify the Board of any modifications to the schedule(s) as they occur.

4. Enbridge shall submit to the Board for approval, at least 30 days prior to the commencement of any construction activity or as otherwise directed by the Board, a detailed outline of information related to environmental protection measures which will be presented to all field personnel during the project-specific safety and environmental orientation.

During Construction

5. Enbridge shall, during construction, maintain for audit purposes at each construction site a copy of the welding procedures and non-destructive testing procedures used on the project together with all supporting documentation.

6. Enbridge shall file construction progress reports with the Board on a bi-weekly basis in a form satisfactory to the Board. The reports shall include information on the activities carried out during the reporting period, any environmental and safety issues and non-compliances, and the measures undertaken for the resolution of each issue and non-compliance.

7. Unless the Board otherwise directs, Enbridge shall submit progress reports to the Board, on a monthly basis, setting forth information regarding employment, training and progress of economic opportunities for the First Nations people, in a form satisfactory to the Board, until commencement of operation.

Post Construction

8. Enbridge shall file with the Board, within six months of the date that the facilities are placed in service or as otherwise directed by the Board, a Post-Construction Environmental Report. The report shall describe the environmental issues that have arisen up to the date the report is filed and shall:

   (a) state whether the issues have been resolved; and

   (b) describe the measures Enbridge proposes to take in respect of unresolved issues.

9. Enbridge shall file with the Board, on or before the 31 January that follows each of the first and the third complete growing seasons following the filing of the Post-Construction Environmental Report or as otherwise directed by the Board, a report which describes:

   (a) the status of any unresolved environmental issues identified in the Post-Construction Environmental Report and any other environmental issues that have arisen since that report was filed;

   (b) a description of the measures Enbridge proposes to take in respect of any unresolved environmental issues; and

   (c) an assessment of the effectiveness of the reclamation measures undertaken on the right of way based on a comparison with the land use and condition of lands adjacent to the right of way.

10. Enbridge shall file with the Board, on or before the 31 January of the year following the second complete growing season or as otherwise directed by the Board, a summary report of the monitoring and mitigation activities undertaken during the second complete growing season.

Expiration of Certificate

11. Unless the Board otherwise directs prior to 31 December 2002, this certificate shall expire on 31 December 2002 unless the construction and installation with respect to the applied-for facilities has commenced by that date.

EXEMPTION ORDER CONDITION

Unless the Board otherwise directs, this exemption order will not be effective until the following conditions are satisfied for the facilities included in the first loop of Terrace Phase II (Loop 1):

(a) except as provided in subsection (b), Enbridge shall demonstrate to the satisfaction of the Board that all required land rights have been acquired for the entire Loop 1 pipeline facilities; and

(b) in the event that all required land rights have not been acquired for Loop 1, any portion or portions thereof may be constructed provided that, prior to commencing construction on any portion(s) of Loop 1, Enbridge shall demonstrate to the satisfaction of the Board that the rights, as prescribed in the *National Energy Board Act*, of the landowners along that portion(s) of Loop 1 for which Enbridge has not yet obtained the required land rights will not be prejudiced by the construction of any portion(s) of Loop 1.

Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Enbridge Pipelines Inc.

OH-1-2000

Mai 2001

Installations

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Enbridge Pipelines Inc.

Programme d'agrandissement Terrace
- Phase II

OH-1-2000

Mai 2001

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2001-3F
ISBN 0-662-85783-6

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : orders@neb.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2001-3E
ISBN 0-662-30423-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations iii

Exposé et comparutions v

1. Introduction 1

2. Installations 3
- 2.1 Exploitation actuelle et proposée 3
- 2.2 Installations visées par la demande 3
- 2.3 Intégrité 6
  - 2.3.1 Canalisation 4 - Capacité d'inspection interne 6
  - 2.3.2 Canalisation 2 - Écoulement laminaire et tronçons inactifs 6
- 2.4 Conception et sécurité sur le plan de la construction 7

3. Questions environnementales, foncières et socio-économiques 8
- 3.1 Questions environnementales 8
- 3.2 Questions foncières 8
  - 3.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations 8
  - 3.2.2 Besoins en terrains et acquisition de terres 10
  - 3.2.3 Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour le tronçon de doublement 1 10
- 3.3 Questions socio-économiques 12
  - 3.3.1 Questions intéressant les Autochtones 12

4. Approvisionnement et marchés 17
- 4.1 Approvisionnement 17
- 4.2 Marchés 18
- 4.3 Pétrole brut de l'Ouest canadien mis à la disposition d'Enbridge 19
- 4.4 Débit 19

5. Questions financières et faisabilité économique 21
- 5.1 Questions financières 21
- 5.2 Faisabilité économique 22

7. Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour les installations des stations 23
- 6.1 Articles 52 et 58 de la Loi 23
- 6.2 Arguments d'Enbridge 24
- 6.3 Exemption des dispositions de la Loi concernant l'autorisation de mise en service 27

8. Dispositif 28

Liste des tableaux

2-1 Installations visées par la demande 5
2-2 Coût en capital estimatif des installations visées par la demande 6
3-1 Emplacement des tronçons actuels et proposés 9
4-1 Prévision de l'approvisionnement, de la demande et du débit pour le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien 18

Liste des figures

2-1 Carte du réseau d'Enbridge - Terrace phase II 4

Liste des annexes

I Liste des questions 29
II Configuration du réseau pipelinier 30
III Conditions proposées par le groupe de travail 31
IV Conditions du certificat et de l'ordonnance d'exemption 33

Abréviations

AR	autorité responsable en vertu de la *LCÉE*
ARAP	Administration du rétablissement agricole des Prairies
ARC	Aboriginal Resource Consortium
b/j	barils par jour
BK	borne kilométrique
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
CTB	Conseil tribal Battlefords
d.e.	diamètre extérieur
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
FSIN	Federation of Saskatchewan Indian Nations
GGC	gouverneur général en conseil ou gouverneure générale en conseil
GH-4-98	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., Motifs de décision en date de janvier 1999
groupe de travail	groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6
HP	horsepower
km	kilomètre
LCÉE	*Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
m^3/j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
Office	Office national de l'énergie
OH-1-98	Pipeline Interprovincial Inc., Motifs de décision en date de juin 1998
PADD	Petroleum Administration for Defense Districts, établis aux États-Unis

PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
PPLR	plans, profils et livres de renvoi
Terrace phase II	Programme d'agrandissement Terrace d'Enbridge - Phase II
WTI	West Texas Intermediate

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande datée du 15 novembre 2000 qu'Enbridge Pipelines Inc. a présentée en vue d'obtenir un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi et des ordonnances connexes aux termes de l'article 58 de la Loi, afin de construire les installations faisant partie de la phase II de son programme d'agrandissement Terrace;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience OH-1-2000.

DEMANDE ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 19 et 20 mars 2001.

DEVANT :

J.A. Snider	Membre présidant l'audience
J.S. Bulger	Membre
E. Quarshie	Membre

COMPARUTIONS :

M.L. Henderson	Enbridge Pipelines Inc.
O. DeVries	Association canadienne des producteurs pétroliers
S. Castonguay	BP Canada Energy Company
L. Keough	Express Pipeline Limited
D. Armstrong	Compagnie pétrolière impériale Ltée
G. Baerg	Tidal Energy Marketing Inc.
M. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Limited
M. Ozirny	Groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6
P. Enderwick	Avocat de l'Office

Chapitre 1

Introduction

Le 15 novembre 2000, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (Office), aux termes des articles 52 et 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi), en vue de la construction des installations faisant partie de la phase II de son programme d'agrandissement Terrace (Terrace phase II). Plus précisément, Enbridge a sollicité :

- un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la Loi;
- une ordonnance d'exemption aux termes de l'article 58 de la Loi, afin de soustraire les pompes et installations connexes, ainsi que la tuyauterie des stations de pompage, à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi;
- une ordonnance d'exemption aux termes de l'article 58 de la Loi, afin de soustraire le premier tronçon de doublement du projet Terrace phase II (c.-à-d. le tronçon de canalisation compris entre les bornes kilométriques (BK) 175.9 et 209.0) à l'application des paragraphes 31*c)* et *d)* et de l'article 33 de la Loi.

Le projet Terrace phase II consiste à construire trois tronçons de doublement, soit environ 123 km (76 milles) de canalisations de 914 mm (36 po) de diamètre extérieur (d.e.), entre Hardisty, en Alberta, et Kerrobert, en Saskatchewan, ainsi qu'à apporter divers ajouts et modifications dans les stations de pompage en place. Les installations seraient construites dans les limites des propriétés des stations de pompage actuelles d'Enbridge et sur de nouveaux terrains adjacents à l'emprise établie.

Le projet Terrace phase II représente la deuxième étape du programme d'agrandissement Terrace d'Enbridge, un programme réalisé en plusieurs phases qu'Enbridge et l'industrie ont conçu en 1997, à la suite de consultations exhaustives sur la meilleure façon d'agrandir le réseau d'Enbridge afin de répondre à des besoins de capacité croissants. Cette consultation a débouché sur la signature, en 1998, de l'Entente sur les droits liés au programme Terrace, conclue entre Enbridge et l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP). Conformément à cette entente, la CAPP a demandé à Enbridge, le 25 octobre 2000, de mettre en branle la phase II du programme Terrace. L'Office a approuvé les installations faisant partie de la phase I de Terrace dans les Motifs de décision OH-1-98 [1].

On évalue à 140 millions de dollars le coût du projet Terrace phase II. Le projet permettrait d'accroître la capacité du réseau actuel d'Enbridge de 6 900 mètres cubes par jour (m^3/j) (43 400 barils par jour (b/j)), et de remédier ainsi à l'insuffisance de capacité prévue sur le réseau à compter de 2002, en ce qui concerne le transport de pétrole brut lourd. Enbridge proposait de construire les installations de Terrace phase II au cours de l'été et de l'automne 2001 afin de les mettre en service au dernier trimestre de 2001, comme le demandent ses clients.

---

1 Pipeline Interprovincial Inc., OH-1-98, Motifs de décision en date de juin 1998.

L'Office a décidé d'examiner la demande dans le cadre d'une audience publique orale et a rendu l'ordonnance d'audience OH-1-2000, le 13 décembre 2000, qui énonce les instructions relatives au déroulement de l'instance. L'annexe I contient la liste des questions examinées au cours de l'audience. Cette dernière s'est tenue à Calgary, en Alberta, les 19 et 20 mars 2001.

À titre d'autorité responsable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a préparé un rapport d'examen environnemental préalable à l'égard du projet Terrace phase II, conformément aux exigences de la LCÉE et de sa propre démarche de réglementation.

Chapitre 2

Installations

2.1 Exploitation actuelle et proposée

La phase I de Terrace comportait la construction de 619 km (385 milles) de canalisations en 15 tronçons de doublement, afin de former un cinquième oléoduc (la canalisation 4) entre Kerrobert (Saskatchewan) et la frontière canado-américaine, au sud de Gretna (Manitoba). Lors de sa mise en service en 1999, la phase I de Terrace a permis d'adopter une configuration en mode continu entre Kerrobert et la frontière canado-américaine, plutôt que la configuration en doublement qui existait auparavant [1]. En amont de Kerrobert, le réseau a continué d'être exploité en doublement.

Comme le montre la figure 2-1, Terrace phase II prolongerait la canalisation 4 à partir d'un point en amont de Kerrobert jusqu'à Hardisty (Alberta), par l'ajout de trois nouveaux tronçons de canalisation de 914 mm (36 po) de d.e. qui seraient reliés aux tronçons établis de 1 219 mm (48 po) de d.e. utilisés actuellement pour l'exploitation de la canalisation 3. Avec la prolongation de la canalisation 4, le réseau d'Enbridge fonctionnerait en mode continu entre Hardisty et la frontière canado-américaine, et en mode doublement entre Edmonton et Hardisty. Aucun changement n'est proposé à l'égard des canalisations 1 et 13. L'annexe II illustre le mode d'exploitation proposé du réseau à la suite de Terrace phase II.

Une fois le projet Terrace phase II terminé, la capacité annuelle de la canalisation 2 serait augmentée à raison de 2 000 m^3/j (12 600 b/j), et celle de la canalisation 4 à raison de 4 900 m^3/j (30 800 b/j).

2.2 Installations visées par la demande

Voici un résumé des ajouts et des modifications proposés aux installations (se reporter au tableau 2-1 pour plus de précisions) :

- Canalisation 2 - modifications aux pompes et à la tuyauterie des stations de pompage et remplacement de moteurs;
- Canalisation 3 - mise en place d'une nouvelle station de pompage (trois nouvelles pompes et bâtiments nécessaires), installation de deux gares de piston racleur et enlèvement de deux pompes et des tuyaux connexes;
- Canalisation 4 - construction de trois tronçons de doublement de 914 mm de d.e., soit environ 123 km (76 milles) de canalisations au total, mise en place d'une nouvelle station de pompage (ajout de trois nouvelles pompes et bâtiments nécessaires), ajout de trois gares de piston racleur et des installations de raccordement, ajout de tuyaux de livraison et d'injection, et modifications à la tuyauterie des stations.

---

1 Dans une configuration en doublement, le produit circulant dans une canalisation particulière passe à une canalisation de diamètre supérieur en amont de chaque station de pompage. Du côté refoulement de chaque station de pompage, le produit retourne dans une canalisation du diamètre d'origine.

Figure 2-1
Carte du réseau d'Enbridge - Terrace phase II

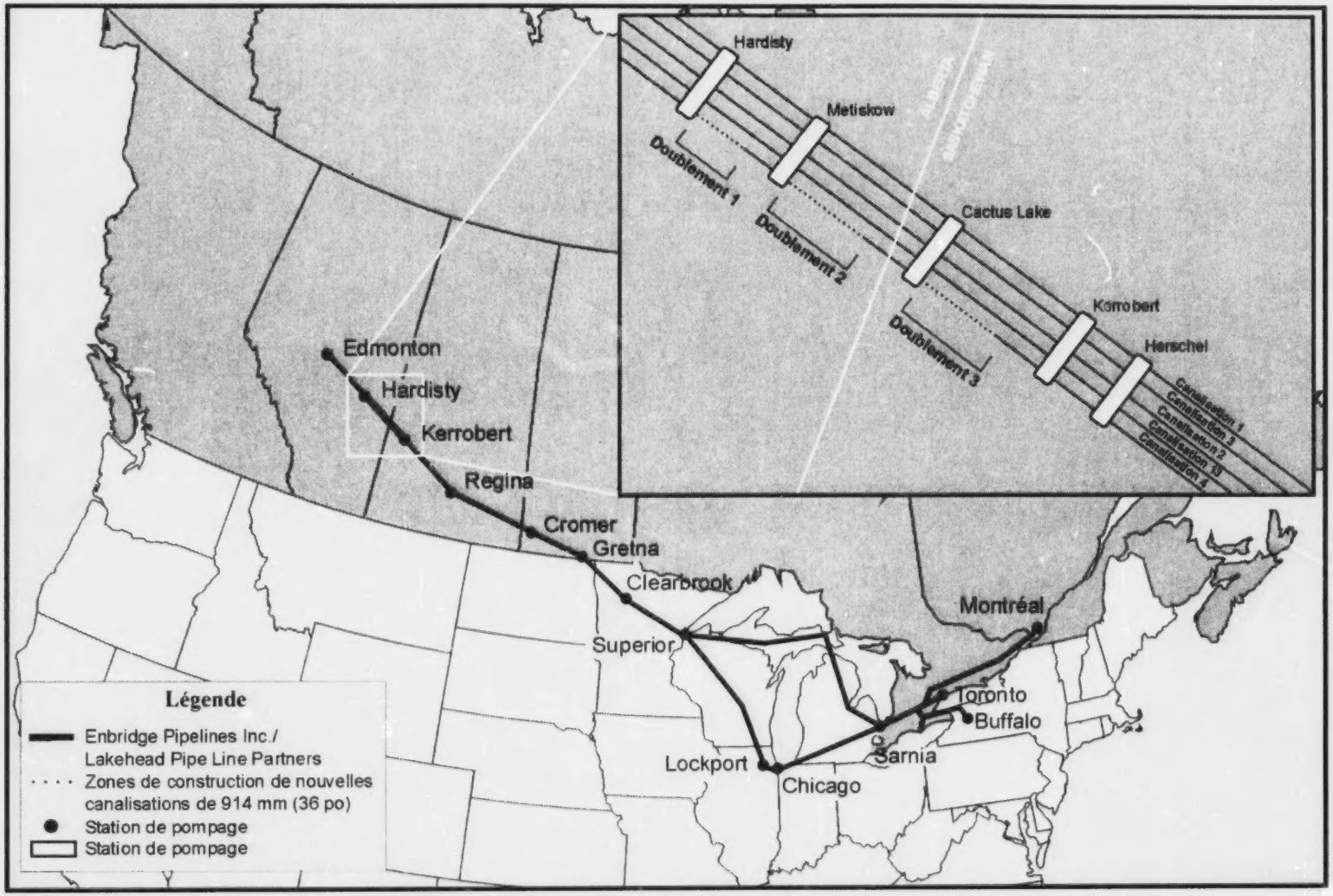


Tableau 2-1
Installations visées par la demande

	Installations	Endroit			
		Hardisty	Metiskow	Cactus Lake	Kerrobert
	Doublement 1 : 33,1 km de canalisations et installations de raccordement	X			
	Doublement 2 : 45,1 km de canalisations et installations de raccordement		X		
	Doublement 3 : 44,8 km de canalisations et installations de raccordement			X	
	Trois gares de piston racleur et tuyaux de connexion	X	X	X	
	Nouvelle station de pompage : 3 nouvelles pompes (15 000 HP)		X		
	Nouveaux bâtiments abritant des pompes et l'appareillage de commutation électrique		X		
	Modifications à la tuyauterie des stations	X		X	
	Tuyaux de livraison et d'injection	X			
	Nouvelle station de pompage : 3 nouvelles pompes (9 000 HP)	X			
	Nouveaux bâtiments abritant des pompes et l'appareillage de commutation électrique	X			
	Deux gares de piston racleur et tuyaux de connexion	X			
	Enlèvement de deux pompes (7 500 HP) et des tuyaux connexes		X		
Canalisation 2	Modifications de pompes et remplacement de moteurs	X	X	X	
	Modifications à la tuyauterie des stations				X
	Enlèvement des conduites de croisement et de la tuyauterie connexe	X	X	X	X
	Enlèvement de trois gares de piston racleur aux BK 209.0, BK 274.9 et BK 335.0				

Enbridge a aussi indiqué qu'à la suite de la reconfiguration du réseau réalisée au cours de Terrace phase II, certaines installations de croisement ne seraient plus nécessaires et seraient donc supprimées. Ces installations comprennent notamment les conduites de croisement entre les canalisations 2, 3 et 4 et la tuyauterie connexe dans les stations de Hardisty, Metiskow, Cactus Lake et Kerrobert.

Enbridge proposait de construire les installations de Terrace phase II au cours de l'été et de l'automne 2001 afin de pouvoir les mettre en service au dernier trimestre de 2001, comme le demandent ses clients. Le coût en capital du projet est évalué à 140 millions de dollars (voir le tableau 2-2).

Tableau 2-2
Coût en capital estimatif des installations visées par la demande

Catégorie	Coût total (en milliers $)
Matériaux (conduites et stations de pompage)	57 200
Mise en place	59 200
Droits fonciers	1 200
Ingénierie	5 500
Fonds pour éventualités	7 500
Frais généraux et administration	4 400
PFUDC	5 000
Total	**140 000**

2.3 Intégrité

2.3.1 Canalisation 4 - Capacité d'inspection interne

Enbridge a affirmé que la canalisation 4, qui est constituée de tronçons de conduites de 914 mm et de 1 219 mm de d.e., se prêterait à une inspection interne complète. La compagnie a indiqué qu'elle avait collaboré avec les fournisseurs d'outils d'inspection interne au développement d'instruments permettant d'inspecter en un même passage des tronçons de conduites de différents diamètres. Cette technologie a été mise à l'épreuve au cours de passages d'inspection repère dans les installations de la phase I de Terrace, où la conception des conduites est la même.

2.3.2 Canalisation 2 - Écoulement laminaire et tronçons inactifs

Étant donné qu'elle continuerait d'exploiter la canalisation 2 en régime d'écoulement laminaire [1], Enbridge a indiqué son intention de maintenir le programme de gestion de l'intégrité, désigné le programme de surveillance et de prévention de la corrosion interne dans la canalisation 2 (Internal Corrosion Monitoring and Control Program Line 2), qu'elle a mis au point pour les installations de la phase I de Terrace.

L'Office s'est enquis au sujet de l'état opérationnel des tronçons de conduites de 610 mm (24 po) de d.e. qui font actuellement partie de la canalisation 2 entre Hardisty et Kerrobert. Enbridge a indiqué qu'à la

---

1 L'exploitation en écoulement laminaire peut influer sur la formation de corrosion dans un pipeline destiné au transport de pétrole brut. Même si le pétrole brut contient moins de 0,5 % d'eau et de matières solides, ces éléments peuvent s'accumuler dans la canalisation si la vitesse d'écoulement n'est pas suffisante pour les entraîner. En régime d'écoulement laminaire, l'eau et les matières solides se déposent tôt ou tard au fond de la canalisation, où leur accumulation peut favoriser le phénomène de la corrosion.

suite de son projet d'agrandissement pipelinier mené en 1985, la canalisation 2 avait été convertie au transport de pétrole brut léger et certains tronçons de conduites de 864 mm (34 po) de d.e. avaient été affectés à l'exploitation de la canalisation 2. Il s'ensuit que les tronçons adjacents de 610 mm de d.e. ont cessé de servir pour l'exploitation quotidienne de la canalisation 2. Enbridge a indiqué que ces tronçons de conduites de 610 mm de d.e. ne transportent plus le pétrole brut de façon quotidienne depuis 1985. Cependant, les tronçons en question ont toujours fait partie de son programme de gestion de l'intégrité des pipelines. La protection cathodique y a été maintenue et elles ont fait l'objet d'inspections internes en 1974, 1981 et 1991. Enbridge a indiqué qu'en mars 2001, elle prévoyait faire une inspection interne à haute résolution de ses tronçons de conduites de 610 mm de d.e. situés entre Hardisty et Kerrobert.

2.4 Conception et sécurité sur le plan de la construction

Enbridge a affirmé que les installations de Terrace phase II seraient conçues et construites en conformité avec le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* et qu'elles satisferaient ou dépasseraient les exigences de la norme Z662-99 de l'Association canadienne de normalisation, intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*. En outre, la conception et la construction des installations de Terrace phase II seraient conformes aux normes d'Enbridge et aux manuels qu'elle a déposés antérieurement auprès de l'Office. Enbridge a indiqué qu'elle met à jour certains de ses manuels [1] et qu'elle en déposera la version révisée auprès de l'Office une fois ce travail terminé.

Enbridge a souligné que les installations de Terrace phase II feraient l'objet d'inspections et de vérifications au cours de leur construction, pour garantir le respect des exigences réglementaires ainsi que la conformité avec les normes de construction et cahiers des charges d'Enbridge. Pendant l'audience, Enbridge s'est engagée à déposer auprès de l'Office des documents détaillant les fonctions et les méthodes d'inspection de chacun de ses inspecteurs, y compris les manuels des inspecteurs. De plus, elle a indiqué que le chef de chantier, les chefs des équipes d'ingénierie et le directeur de projet effectueraient des vérifications de conformité sur place en ce qui a trait à la sécurité. Ces vérifications auraient lieu aux deux ou trois semaines environ. Enbridge s'est engagée à déposer auprès de l'Office la liste de contrôle qu'on utiliserait pour mener les vérifications sur le plan de la sécurité.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que la conception et la construction des installations de Terrace phase II obéiraient à toutes les exigences réglementaires et aux normes prescrites.

En ce qui concerne l'intégrité, l'Office juge qu'Enbridge a bien tenu compte des problèmes éventuels d'intégrité liés aux tronçons inactifs de 610 mm de d.e. dans la canalisation 2, ainsi que des risques de corrosion interne associés à l'exploitation de cette canalisation en régime d'écoulement laminaire. L'Office est également convaincu que, grâce à son programme établi de gestion de l'intégrité, Enbridge continuera d'assurer une inspection interne convenable des tronçons de conduites de différents diamètres qui forment la canalisation 4.

---

1 Procédures d'exploitation et d'entretien d'Enbridge, livret 3 (onglet 7, Essai sous pression) et livret 4 (Soudure); Cahier des charges concernant la construction du pipeline; Cahier des charges concernant la construction des stations; Manuel de sécurité pour la construction de pipelines au Canada; Manuel de sécurité de l'entrepreneur (construction des stations).

Chapitre 3

Questions environnementales, foncières et socio-économiques

3.1 Questions environnementales

L'Office a examiné les questions environnementales associées au projet Terrace phase II, conformément à la Loi et à la LCÉE. À titre d'autorité responsable (AR), l'Office a mené un examen environnemental préalable à l'égard du projet, suivant le paragraphe 18(1) de la LCÉE. L'Administration du rétablissement agricole des Prairies (ARAP) a également été désignée AR pour les fins du projet. L'Office a assumé le rôle d'AR principale pour les besoins de l'évaluation environnementale. Le rapport d'examen environnemental préalable traite de l'évaluation environnementale, des mesures d'atténuation proposées (le cas échéant) et des conditions dont il convient d'assortir tout certificat délivré à l'égard du projet. On y examine aussi les questions touchant la consultation publique.

Conformément aux instructions sur le déroulement de l'instance OH-1-2000, les parties qui souhaitaient recevoir un exemplaire du rapport d'examen environnemental préalable, pour avoir la possibilité de formuler des commentaires, devaient en informer le secrétaire de l'Office avant la fin de la partie orale de l'audience. Une seule partie intéressée, soit Environnement Canada, a demandé un exemplaire du rapport aux fins d'étude. L'Office a diffusé le rapport à Enbridge, à l'ARAP et à Environnement Canada pour recueillir leurs commentaires à son sujet. Les personnes qui souhaitent obtenir un exemplaire du rapport sont priées de s'adresser au bureau des publications de l'Office.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires reçus à son sujet, et a déterminé que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation que propose Enbridge et de celles qui sont exposées dans les conditions ci-jointes (voir l'annexe IV), le projet Terrace phase II n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Cette décision a été rendue en conformité avec l'alinéa 20(1)*a)* de la LCÉE, avant que l'Office rende une décision aux termes de la partie III de la Loi à l'égard des installations faisant l'objet de la demande.

3.2 Questions foncières

3.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations

Enbridge a indiqué que le tracé relatif au projet Terrace phase II a été influencé par son désir de maximiser l'efficacité opérationnelle, de réduire le plus possible la somme des nouvelles perturbations des terres et d'éviter les secteurs qui présentent une grande vulnérabilité sur le plan environnemental. Après avoir examiné le cadre environnemental dans lequel se situe le projet, Enbridge a choisi son emprise pipelinière existante comme le tracé privilégié pour les raisons suivantes :

- le tracé existant est en place depuis une cinquantaine d'années et est bien connu de toutes les parties;
- on dispose généralement d'un espace de travail suffisant le long du tracé;
- on n'a relevé aucune contrainte environnementale ou socio-économique le long de l'emprise existante, qu'il serait impossible d'atténuer ou de compenser efficacement;
- les effets liés à l'élargissement d'un couloir pipelinier existant seraient cumulatifs, tandis qu'un nouveau tracé toucherait de nouvelles terres et augmenterait la somme des perturbations environnementales;
- les activités de surveillance et d'entretien du pipeline peuvent être menées d'une façon plus efficiente lorsque les canalisations sont situées dans une même emprise, plutôt que dans deux emprises qui sont séparées géographiquement.

Il s'agirait de construire trois tronçons de doublement entre Hardisty (Alberta) et Kerrobert (Saskatchewan). Le tableau 3-1 indique l'emplacement des trois doublements proposés et des tronçons de 1 219 mm de d.e. qui sont déjà en place.

Tableau 3-1
Emplacement des tronçons actuels et proposés

Début - Tronçons proposés de 914 mm de d.e.	Fin - Tronçons proposés de 914 mm de d.e.	Longueur (km)	Début - Tronçons actuels de 1 219 mm de d.e.	Fin - Tronçons actuels de 1 219 mm de d.e.	Longueur (km)
BK 175.9 Doublement 1 (Terminal Hardisty)	BK 209,0	33,1	BK 209,0	BK 229,9	20,9
BK 229.9 Doublement 2 (Station de Metiskow)	BK 275,0	45,1	BK 275,0	BK 290,2	15,2
BK 290.2 Doublement 3 (Station de Cactus Lake)	BK 335,0	44,8	BK 335,0	BK 351,3	16,3

Enbridge a fait valoir que le désir de réduire au minimum la perturbation de nouvelles superficies, ainsi que d'optimiser les activités d'entretien et l'utilisation de l'infrastructure associée aux installations en place (chemins d'accès, lignes d'électricité et sites clôturés) a également influencé le choix de l'emplacement des nouvelles installations (ex. pompes, gares de piston racleur et vannes). En outre, l'emplacement des installations de raccordement était subordonné à celui des installations en place d'Enbridge. Par conséquent, les nouvelles installations seraient toutes situées sur les terrains actuels d'Enbridge et il n'y aurait pas lieu d'acquérir de nouveaux terrains en fief simple pour les construire.

3.2.2 Besoins en terrains et acquisition de terres

L'aménagement d'environ 123 km (76 milles) de canalisations exigerait l'acquisition d'une nouvelle emprise qui serait adjacente au côté sud de l'emprise actuelle d'Enbridge. Cette dernière compte acquérir quelque 116,4 km (72 milles) de terrain de 25 mètres (82 pieds) de largeur et 6,6 km (4 milles) de 20 mètres de largeur (65 pieds) pour y installer les nouvelles emprises permanentes. Elle doit aussi acquérir des espaces de travail temporaires pour les besoins suivants : croisements de chemins, voies ferrées et canalisations importantes d'autres compagnies et franchissements de cours d'eau; décapage du sol en trois étapes; gros travaux de nivellement, au besoin.

Enbridge a indiqué qu'elle a signifié les avis visés au paragraphe 87(1) à tous les propriétaires fonciers et titulaires de servitude dans les cas des terrains requis pour la construction du tronçon de doublement 1 et acquis 61 des 72 parcelles de terrain nécessaires (soit 85 %). Les 72 parcelles appartiennent à 44 propriétaires dont 39 ont signé des accords d'acquisition de terrain au moment de l'audience. Dans le cas des tronçons de doublement 2 et 3, Enbridge a acquis 93 % et 44 % des parcelles nécessaires, respectivement.

3.2.3 Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour le tronçon de doublement 1

Dans sa demande, Enbridge a sollicité une exemption aux termes de l'article 58 de la Loi afin de soustraire la partie du doublement 1 comprise entre les BK 175.9 et 209.0[1] aux exigences des paragraphes 31*c)* et *d)* et de l'article 33 de la Loi. Cette exemption dispenserait Enbridge de l'obligation de déposer les plans, profils et livres de renvoi (PPLR) associés au doublement 1, et donc éviterait que soit enclenché le processus d'audience sur le tracé détaillé prévu aux articles 34 et 35 de la Loi. L'exemption proposée permettrait à Enbridge d'entamer les travaux de construction sur les terrains pour lesquels elle détient une servitude dès que la gouverneure générale en conseil aurait agréé les installations en question et que l'Office aurait délivré une ordonnance d'exemption. Enbridge serait tenue de déposer les PPLR dans le cas des tronçons de doublement 2 et 3, et serait assujettie, le cas échéant, au processus d'audience sur le tracé détaillé.

Enbridge a témoigné qu'elle souhaitait construire les installations liées au projet Terrace phase II en une seule saison de croissance, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement et les propriétaires fonciers. À cette fin, elle commencerait par construire le tronçon de doublement 1, à partir du 15 juillet 2001, puis passerait aux doublements 2 et 3, en se donnant la fin de l'année 2001 comme délai d'achèvement des trois doublements. Enbridge a aussi souligné que cet échéancier lui permettrait de répondre aux expectatives de ses clients, qui s'attendent à ce que les installations entrent en service au dernier trimestre de 2001.

Enbridge a fait valoir que si elle n'obtenait pas l'exemption sollicitée à l'égard du tronçon de doublement 1, la construction de la phase II ne serait pas achevée avant le premier trimestre de 2002, ce qui causerait des problèmes aux producteurs de pétrole qui souhaitent utiliser les installations dès la fin de l'année.

---

1 Les autres demandes d'exemption qu'Enbridge a présentées aux termes de l'article 58 sont traitées au chapitre 6 des présents Motifs de décision.

Opinion de l'Office

L'Office accepte les raisons qui ont incité Enbridge à situer les installations proposées, ainsi que les espaces de travail temporaires connexes, à l'intérieur ou le long de son emprise existante et dans les limites des propriétés de ses stations actuelles. L'Office juge que le tracé général proposé est acceptable. L'ajout d'installations dans les stations de pompage actuelles n'exigerait pas l'acquisition de nouveaux terrains en fief simple. Selon l'Office, les besoins prévus d'Enbridge en servitudes permanentes et en espaces de travail temporaires sont raisonnables et justifiés.

Pour ce qui est de décider s'il convient d'accorder à Enbridge les exemptions que celle-ci demande, l'Office garde à l'esprit les droits des propriétaires des terrains qu'Enbridge se propose d'acquérir. L'Office est aussi conscient des problèmes d'ordre temporel auxquels Enbridge pourrait faire face à défaut de pouvoir obtenir, par accord avec les propriétaires, tous les droits fonciers nécessaires à l'aménagement des installations proposées.

L'Office a accordé, dans le cadre d'autres instances[1], des ordonnances d'exemption demandées dans des circonstances similaires, mais il a assorti ces dernières de conditions visant à protéger les droits des propriétaires fonciers. Enbridge a souligné qu'elle pourrait accepter une condition exigeant qu'elle prouve à l'Office, avant d'entreprendre les travaux de construction, que tous les droits fonciers voulus ont été obtenus sur toute la longueur du tronçon de doublement 1. Dans l'éventualité où elle ne pourrait pas obtenir tous les droits requis, Enbridge serait tenue de prouver à l'Office que les droits des propriétaires de terrains le long du doublement 1 dont elle n'a pas obtenu les droits fonciers ne seraient pas lésés par la construction d'autres parties de ce doublement.

Au moment de l'audience, Enbridge avait déjà acquis 85 % des parcelles de terrain nécessaires à la construction du doublement 1. Sous ce rapport, l'Office est convaincu que le processus d'acquisition de terrains est fort avancé, et que l'ajout de la condition précitée dans l'ordonnance d'exemption protégerait les droits des propriétaires qui n'ont pas signé d'accords de servitude, tout en donnant à Enbridge la marge de manoeuvre requise pour commencer la construction du tronçon de doublement 1.

Ainsi, au moment de délivrer un certificat à l'égard du projet, l'Office accorderait à Enbridge, relativement au tronçon de doublement 1, une exemption de l'application des paragraphes 31*c)* et *d)* et de l'article 33 de la Loi, sous réserve de la condition formulée à l'annexe IV des présents Motifs de décision.

---

1 TransCanada PipeLines Limited, GH-3-98, Motifs de décision en date de novembre 1998; TransCanada PipeLines Limited, GH-2-97, Motifs de décision en date de novembre 1997.

3.3 Questions socio-économiques

Conformément à la Loi, l'Office s'est penché sur les incidences socio-économiques éventuelles, à court et à long terme, du projet Terrace phase II. Les questions socio-économiques telles que le bruit, les richesses patrimoniales et l'usage de terres et de ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones, sont traitées dans le cadre du rapport d'examen environnemental préalable établi aux termes de la LCÉE. Nous examinons dans le présent document les questions relatives à la consultation continue des Autochtones et aux retombées économiques.

3.3.1 Questions intéressant les Autochtones

Pendant le processus de préavis public, Enbridge a d'abord rencontré les représentants de la Federation of Saskatchewan Indian Nations (FSIN). Au cours de ces entretiens, la FSIN lui a demandé de mener ses consultations de préférence auprès du Conseil tribal Battlefords (CTB), qui représente les Premières nations qui vivent le plus près du tracé, la réserve indienne la plus rapprochée étant à 75 km de l'emprise proposée. Enbridge a accédé à cette requête et a muni le CTB de renseignements concernant la portée du projet, l'évaluation des incidences environnementales et les avantages socio-économiques potentiels associés au projet. Plusieurs rencontres ont eu lieu avec le CTB, et la FSIN a été tenue au fait des discussions. Enbridge a indiqué que le projet avait été bien accueilli et que les Premières nations concernées n'avaient soulevé aucune inquiétude au sujet de la demande ou de l'évaluation des incidences environnementales et socio-économiques. Enbridge a accepté de poursuivre le dialogue et les consultations avec les groupes en question, et c'est ce qu'elle fait.

Deux groupes autochtones ont sollicité et obtenu la qualité d'intervenants : le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6 (groupe de travail) et l'Aboriginal Resource Consortium (ARC). Au moment de demander la qualité d'intervenant, le groupe de travail a précisé que l'intérêt qu'il portait à l'instance englobait les aspects suivants, sans toutefois y être limité : examen des incidences environnementales et protection de l'environnement; examen des incidences sociales; examen des incidences sur les richesses archéologiques; protection des sites d'utilisation traditionnelle et des régions fragiles ou d'importance historique; et perspectives de développement économique, ce qui comprend, sans s'y limiter, les possibilités d'emploi, d'investissement, d'affaires et de formation qui seraient offertes aux membres des nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6. Les représentants du CTB et de la FSIN, M. Graham Wuttunee et le vice-chef Lonechild, respectivement, ont comparu à l'audience OH-1-2000 à titre de témoins. Nous examinons leurs présentations ci-après.

Dans sa demande de droit d'intervention, l'ARC a indiqué que son intérêt pour le projet touchait, de façon générale, les points suivants : le fait que les peuples autochtones ont traditionnellement été désavantagés, sur le plan socio-économique, dans le cadre des projets de construction pipelinière; et les politiques d'Enbridge concernant la participation des Autochtones au projet envisagé. L'ARC n'a pas produit de preuve ni participé à l'audience.

M. Graham Wuttunee

À l'audience, M. Wuttunee a été présenté comme étant le porte-parole désigné des nations visées par le Traité n° 6 et du CTB, un membre de la Première nation de Red Pheasant et l'agent de liaison des

Premières nations entre Enbridge et les Premières nations de la Saskatchewan et de l'Alberta visées par le Traité n° 6. M. Wuttunee a affirmé qu'il donnait son appui au projet et a discuté des engagements qu'Enbridge avait pris envers le CTB au cours de ses négociations avec ce dernier. Ces engagements sont examinés ci-après. M. Wuttunee a demandé que l'Office veille à ce qu'Enbridge honore les engagements pris.

En outre, M. Wuttunee a émis l'opinion que les droits intrinsèques des Premières nations en matière de terres et de ressources n'avaient pas été respectés dans le cadre du présent projet, ni dans d'autres projets similaires de mise en valeur des ressources.

Vice-chef Guy Lonechild

Lors de l'audience, le vice-chef Lonechild a été présenté à titre de second vice-chef de la FSIN et de gestionnaire du portefeuille de ressources naturelles, pétrolières et gazières pour la FSIN. M. Lonechild a indiqué qu'il prenait la parole au nom de la FSIN et des chefs des Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6.

M. Lonechild a affirmé qu'il appuyait le projet principalement à cause des engagements qu'Enbridge avait pris pour garantir la participation des Premières nations au projet et des retombées pour ces dernières. Il a aussi souligné que les Premières nations se devaient de favoriser des partenariats économiques avec l'industrie.

Engagements

À l'audience, Enbridge a produit en preuve une lettre adressée au CTB, datée du 18 mars 2001, qui énonce une série d'engagements pris envers le CTB. Ces engagements avaient été négociés en réponse aux préoccupations que le CTB et la FSIN avaient soulevées et portaient notamment sur la fourniture de contrats, la gestion environnementale, la création de capacités et les possibilités d'emploi que le projet Terrace phase II procurerait aux nations membres du CTB. Les deux témoins des Premières nations se sont dits satisfaits des efforts qu'Enbridge avait faits pour résoudre les préoccupations soulevées et ont indiqué qu'ils appuyaient les engagements qui en avaient découlé. L'avocat du groupe de travail a reconnu que la lettre énonçant les engagements était un résumé fidèle de ce dont il avait été convenu; cependant, il estimait important d'expliciter les modalités détaillées des engagements dans un protocole d'entente négocié.

Conditions

Durant l'audience, l'avocat du groupe de travail a déposé l'ébauche de quatre conditions qu'il souhaitait que l'Office prenne en considération, s'il décidait d'approuver le projet (voir l'annexe III). En gros, ces conditions visaient à obtenir des garanties qu'Enbridge respecterait tout engagement actuel et futur envers le groupe de travail, que la compagnie rendrait compte à l'Office des mesures prises pour satisfaire ces engagements et qu'elle arrêterait une politique concernant les Autochtones.

En plaidoirie finale, l'avocat d'Enbridge s'est opposé à l'inclusion des conditions proposées, sauf pour la deuxième qui exige que la compagnie présente des rapports d'étape à l'Office concernant les emplois et la formation ainsi que les perspectives économiques à l'intention des membres des Premières nations. Ces rapports seraient soumis chaque mois, jusqu'à la mise en service des installations. En ce qui touche

les autres conditions, Enbridge a soutenu que toute condition qui ne répond pas à un but précis compromet la construction et l'exploitation du pipeline proposé. Elle a aussi fait valoir que la nature et l'ampleur des consultations qu'elle avait eues avec le CTB et la FSIN étaient justes et proportionnées à la portée du projet, et que les engagements énoncés dans sa lettre attestent d'un effort plus que raisonnable pour parvenir à une entente avec le CTB et la FSIN.

L'avocat du groupe de travail a souligné que, même si la lettre énonçant les engagements d'Enbridge résume fidèlement ce que cette dernière est disposée à faire, le groupe de travail exige des garanties qui vont plus loin que celles qui sont décrites dans cette lettre, dont un protocole d'entente officiel, signé par la compagnie et le groupe de travail, qui précise les modalités détaillées des engagements. L'avocat du groupe de travail a également fait valoir que l'Office avait imposé des conditions similaires lors de décisions antérieures.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'à l'issue de consultations exhaustives entre Enbridge, le CTB et la FSIN, les parties sont parvenues à une entente sur les sujets de préoccupation que le projet suscitait pour les groupes de Premières nations en question. Des mécanismes pour le maintien du dialogue entre les parties ont été établis sous la forme de l'agent de liaison et de communication des Premières nations et de breffages mensuels sur le projet donnés aux chefs des nations membres du CTB ou à la direction du Conseil tribal. L'Office note également que le CTB et la FSIN ont affirmé qu'ils appuyaient le projet en raison des engagements pris par la compagnie. L'Office est convaincu qu'Enbridge a offert à ces groupes de Premières nations la possibilité de participer au projet, grâce à des initiatives sur le plan de l'emploi, à des activités précises de surveillance environnementale ainsi qu'à la participation des Aînés des Premières nations à l'identification des sites d'utilisation traditionnelle et la détermination des mesures d'atténuation appropriées. En ce qui a trait au partage de recettes de l'exploitation des ressources, l'Office se range de l'avis des deux avocats, à savoir que la présente audience n'est pas une tribune convenable pour la résolution de cette question, qu'il conviendrait plutôt de régler par la voie de négociations entre gouvernements.

En ce qui concerne les conditions proposées, l'article 54 confère toute latitude à l'Office pour assortir un certificat concernant un pipeline des conditions qu'il « estime utiles à l'intérêt public ». L'objet de telles conditions est de préciser les exigences particulières que l'Office impose au titre de la construction et de l'exploitation d'un pipeline. Par exemple, l'Office a déjà assorti des approbations de conditions exigeant que les parties fournissent un complément d'information, effectuent des études ou mènent des programmes afin de surveiller les incidences environnementales. Dans d'autres cas, lorsqu'il jugeait que les consultations préalables à l'approbation d'un pipeline avaient été insuffisantes, l'Office a conclu qu'il était nécessaire ou souhaitable que la compagnie pipelinière engage d'autres consultations avec les parties touchées.

Lorsqu'il évalue l'à-propos d'assortir son approbation d'une condition proposée, l'Office doit évaluer les effets pratiques de la condition, compte tenu des circonstances de la demande. Plus précisément, l'Office doit se soucier de la clarté de la condition proposée, du degré de certitude et du rapport direct de la condition avec le projet en question. L'imposition de conditions qui ne satisfont pas à un quelconque des critères précités

pourrait compromettre un projet qui a été approuvé dans l'intérêt public, en suscitant un débat ou un litige prolongé sur l'interprétation de la condition.

L'avocat du groupe de travail a souligné que l'Office, dans des décisions antérieures, avait imposé des conditions semblables à celles que ses clients demandent dans le cas présent. Cependant, l'Office fait remarquer que, dans les décisions auxquelles ce dernier a fait allusion dans sa plaidoirie finale, les circonstances des cas et la preuve déposée devant l'Office étaient différentes. Par exemple, dans des décisions antérieures, l'Office, compte tenu des faits particuliers dont il était saisi, a imposé des conditions pour obliger une compagnie à déposer des protocoles sous forme écrite ou à engager des négociations, lorsque les consultations avec les peuples autochtones n'avaient pas été menées dans les délais opportuns[1] ou lorsque les Premières nations touchées et la compagnie étaient en désaccord sur des points importants[2]. L'Office a aussi imposé des conditions pour exiger qu'une compagnie suive ses progrès dans l'exécution des engagements qu'elle avait pris envers les Premières nations et les Métis, dans des cas où l'Office jugeait important que ces groupes participent au projet et où des protocoles d'entente n'avaient pas été conclus avec tous les Autochtones touchés le long du tracé du projet[3].

Dans le cas présent, il ressort de la preuve que des consultations exhaustives ont eu lieu entre Enbridge, le CTB et la FSIN, lesquelles ont abouti à l'entente résumée dans une lettre d'Enbridge au CTB, datée du 18 mars 2001, qui énonce les engagements pris. Par cette lettre, Enbridge s'engage à favoriser la participation du CTB au projet, à financer des initiatives de renforcement des capacités et à résoudre les préoccupations formulées au sujet des sites d'utilisation traditionnelle qui peuvent se trouver dans le voisinage du projet. Si elles le désirent, les parties peuvent conclure une entente officielle pour détailler les modalités des engagements énoncés dans la lettre, mais l'Office juge que les engagements qui sont directement liés à la construction et à l'exploitation des installations visées par la demande sont clairs et sans équivoque. Selon l'Office, tout différend que pourrait susciter la lettre énonçant les engagements devrait être tranché par le tribunal compétent.

Les conditions 1, 3 et 4 que propose le groupe de travail renferment des éléments supplémentaires sur lesquels les parties auraient à s'entendre préalablement à la construction ou à la mise en service du pipeline. En examinant l'opportunité d'imposer de telles conditions, l'Office doit être conscient de la possibilité que, en dépit d'efforts raisonnables, les parties ne parviennent pas à s'entendre sur ces points particuliers. Par exemple, elles pourraient ne pas s'entendre sur les objectifs précisés dans la condition 1c) proposée ou sur les stratégies à employer pour réaliser ces objectifs, ou encore sur la nature du rapport requis suivant la condition 3 proposée. Le défaut d'un accord entre les parties pourrait obliger l'Office à mener un autre processus afin de résoudre l'impasse, ce qui causerait de l'incertitude pendant la construction ou l'exploitation des installations liées au projet, bien que celui-ci ait déjà été approuvé dans l'intérêt public.

---

1 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et Projet de gazoduc Maritime & Northeast, GH-6-96, Motifs de décision en date de décembre 1997.

2 Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd., GH-2-99, Motifs de décision en date d'octobre1999.

3 Alliance Pipeline Ltd., au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership, GH-3-97, Motifs de décision en date de novembre 1998.

L'Office doit aussi tenir compte de la mesure où les conditions proposées s'appliquent directement au projet faisant l'objet de la demande. La condition 3 proposée semble avoir une très large portée en ce sens qu'elle ne viserait pas les seuls engagements énoncés dans la lettre du 18 mars 2001 d'Enbridge au CTB. La condition fait allusion à « toutes les obligations et promesses de la compagnie [...] » et ce n'est pas clair si elle renvoit uniquement aux engagements énoncés dans la lettre d'Enbridge, ou si elle est censée englober toutes autres obligations ou promesses d'Enbridge.

La condition 4 proposée exigerait qu'Enbridge élabore une politique générale concernant les Autochtones qui, selon la description de l'avocat du groupe de travail « [...] serait utilisée à des fins et pour des projets futurs susceptibles de toucher les Premières nations de la Saskatchewan et de l'Alberta ». L'Office reconnaît le bien-fondé de développer des politiques générales et des rapports de travail à long terme concernant la participation des peuples autochtones aux projets de construction de pipelines. Cependant, à son avis, l'élaboration d'une telle politique générale déborde le cadre du présent projet.

Pour tous les motifs qui précèdent, l'Office juge qu'il ne serait ni utile ni souhaitable du point de vue de l'intérêt public d'imposer les conditions 1, 3 et 4. Par conséquent, il n'est pas disposé à incorporer ces conditions dans tout certificat qu'il pourrait éventuellement délivrer à l'égard du projet. L'Office reconnaît toutefois qu'il est important que les peuples autochtones participent aux projets de construction pipelinière qui peuvent les toucher, et il encourage les compagnies qu'il réglemente et les groupes autochtones à bâtir de véritables partenariats afin de faciliter cette participation. Ainsi, l'Office souhaite qu'on le tienne au courant de l'avancement des initiatives mentionnées à la condition 2, laquelle sera incorporée dans tout certificat qu'il pourrait délivrer à l'égard du projet. De plus, l'Office enjoint Enbridge de signifier les rapports mentionnés à la condition 2 au groupe de travail et au CTB, en même temps qu'elle les dépose auprès de l'Office.

Chapitre 4

Approvisionnement et marchés

4.1 Approvisionnement

Enbridge a avancé des prévisions selon lesquelles la production de pétrole brut et d'équivalents de l'Ouest canadien passera d'un taux moyen de 316 800 m^3/j (1 992 400 b/j), en 1999, à environ 437 000 m^3/j (2 748 600 b/j) en 2010. Cette prévision reposait sur un sondage concernant l'offre et la demande de pétrole brut de l'Ouest canadien effectué auprès de l'industrie au cours de l'hiver 1999-2000 et sur des entretiens de suivi menés auprès des producteurs pour faire confirmer la vraisemblance de cette estimation. Au nombre des participants au sondage se trouvaient des producteurs de pétrole brut, des sociétés pipelinières connectées qui alimentent le réseau d'Enbridge et les gouvernements provinciaux des quatre provinces de l'Ouest. On avait demandé aux répondants de fonder leurs projections sur les hypothèses de prix suivantes :

- un prix/baril pour le West Texas Intermediate (WTI) à Cushing (Oklahoma) qui passait de 21,95 $US en 2000 à 27 $US en 2010;

- un différentiel de prix léger/lourd entre le WTI et le pétrole de Bow River, à Chicago (Illinois), qui passait de 4,50 $US/baril en 2000 à 7 $US/baril d'ici 2010.

Les résultats du sondage laissaient prévoir une croissance de la production de bitume et de pétrole brut synthétique de l'Ouest canadien, mais cette croissance, d'après Enbridge, sera limitée par la demande du marché. Enbridge a donc rajusté ses prévisions concernant l'offre de ces types de pétrole brut en fonction de la demande projetée sur les marchés connectés. Enbridge a toutefois souligné que, même si sa prévision de l'offre de pétrole brut lourd prenait pour acquis que la production de bitume serait limitée par la demande du marché, il était tout aussi probable que ce soit plutôt la production de brut lourd classique qui soit ainsi limitée. Peu importe le type de pétrole brut lourd qui subirait les contraintes du marché, Enbridge estime que l'approvisionnement global en brut lourd atteindra les niveaux projetés.

D'après les prévisions d'Enbridge, l'offre de pétrole brut léger et d'équivalents progressera de 10 % au cours de la période de prévision, notamment en raison de la hausse de l'approvisionnement en brut synthétique produit par des exploitations minières intégrées. Bien que tout le brut synthétique en provenance des exploitations minières soit classé dans la catégorie « pétrole brut léger et équivalents », Enbridge a souligné que, selon les indications qu'elle a obtenues de l'industrie, une certaine proportion de cette hausse consisterait en du brut synthétique lourd sulfureux ayant une faible viscosité mais une densité élevée. Ce brut synthétique lourd serait transporté sur la canalisation 4, une des conduites qu'Enbridge affecte au transport de brut lourd.

Selon les prévisions d'Enbridge, l'augmentation prévue de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien proviendra en majeure partie de la hausse de la production de pétrole brut lourd classique et de bitume. Ces produits doivent être mélangés à des diluants, en différentes quantités, pour pouvoir être transportés sur le réseau d'Enbridge. Tel que calculé par Enbridge, l'approvisionnement total en brut lourd mélangé

comprenait la production de brut lourd, la production de bitume et les diluants requis pour le transport. Le tableau 4-1 résume les prévisions d'Enbridge concernant l'approvisionnement en pétrole brut lourd.

Tableau 4-1
Prévision de l'approvisionnement, de la demande et du débit pour le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien (en milliers de mètres cubes par jour)[a]

	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Approvisionnement (brut lourd mélangé)						
Production de brut lourd classique	88,5	107,1	110,7	111,4	112,2	111,8
Production de bitume	44,9	51,5	87,9	94,2	96,1	101,0
Diluants	21,5	28,3	46,5	47,4	49,4	52,3
Volume total disponible	154,9	186,9	245,1	253	257,7	265,1
Demande assumée par d'autres						
Marchés canadiens[b]	18,8	17,2	51,2	51,2	51,2	51,2
Marchés américains	37,9	31,3	35,6	36,4	38,4	40,6
Demande totale assumée par d'autres	56,7	48,5	86,8	87,6	89,6	91,8
Brut lourd mélangé à la disposition d'Enbridge	**98,3**	**138,5**	**158,4**	**165,4**	**168,1**	**173,3**
Débit - transport de brut lourd par les canalisations 2 et 4		**132,8**	**159,5**	**168,7**	**171,5**	**177,6**

[a] les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments en raison de l'arrondi.
[b] comprend les usines de valorisation autonomes.

4.2 Marchés

Le pétrole brut de l'Ouest canadien est livré aux marchés de l'Est et de l'Ouest du Canada, de même qu'aux marchés d'exportation dans les PADD[1] I, II, IV et V et à des marchés d'outre-mer. Enbridge a indiqué qu'en 1999, 16 % des volumes qu'elle a transportés (y compris les liquides de gaz naturel et les produits raffinés) étaient destinés à des marchés de l'Ouest du Canada, 28 % à des marchés de l'Est du Canada et le reste, soit 56 %, à des marchés d'exportation dans les PADD I, II et IV. Le PADD II est le plus gros marché d'exportation pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, et Enbridge y a livré 117 600 m^3/j (739 600 b/j) en 1999. Enbridge a souligné que la capacité des raffineries qu'elle approvisionne dans le PADD II se chiffre à environ 430 800 m^3/j (2 710 100 b/j) au total.

Pour obtenir sa prévision relative à l'utilisation de pétrole brut lourd, Enbridge a comparé la production de pétrole brut de l'Ouest canadien et la demande des raffineries sur tous les marchés ayant accès au brut de l'Ouest canadien. Pour ce qui est du pétrole brut léger et des équivalents (y compris le brut lourd

---

1 PADD signifie « Petroleum Administration for Defense Districts ». Les cinq districts, établis aux États-Unis, correspondent aux régions géographiques suivantes : côte Est (I), Midwest (II), côte du Golfe du Mexique (III), Rocheuses (IV) et côte Ouest (V).

valorisé), elle prévoit une augmentation des volumes utilisés au cours de la période de prévision, qui passeraient de 203 400 m^3/j (1 279 300 b/j) en 1999 à 217 100 m^3/j (1 365 500 b/j) en 2010. Enbridge s'attend à ce que l'utilisation de pétrole brut lourd et de bitume progresse comme il suit :

- la demande de l'Ouest canadien (provenant surtout d'installations de valorisation) devrait passer de 16 200 m^3/j (102 000 b/j) en 1999 à environ 62 000 m^3/j (390 000 b/j) en 2005, puis demeurer relativement stable jusqu'en 2010;
- la demande de l'Ontario devrait passer de 12 300 m^3/j (77 400 b/j) en 1999 à 20 700 m^3/j (130 200 b/j) en 2010;
- la demande à l'exportation devrait passer de 105 500 m^3/j (663 600 b/j) en 1999 à 198 700 m^3/j (1 249 800 b/j) en 2010. La demande sur les marchés d'exportation sera limitée par la capacité de conversion prévue dans le PADD II.

4.3 Pétrole brut de l'Ouest canadien mis à la disposition d'Enbridge

Enbridge a établi que la production mise à la disposition de son réseau correspondait à la différence entre la production de pétrole brut de l'Ouest canadien et les volumes de pétrole brut de l'Ouest canadien dont elle n'assure pas l'acheminement. Elle a rajusté les volumes de production pour tenir compte du mélange de pétrole brut lourd et de diluants, de l'ajout de diluants recyclés et manufacturés, et de la valorisation de certains mélanges de pétrole lourd pour en faire du pétrole léger synthétique. Les prévisions concernant l'approvisionnement en brut lourd qui serait mis à la disposition d'Enbridge sont résumées dans le tableau 4-1.

4.4 Débit

Enbridge a présenté des prévisions sur le débit des canalisations qu'elle affecte au transport du pétrole brut lourd (canalisations 2 et 4) pour la période de 2002 à 2010. Ces prévisions étaient basées sur l'expectative d'une hausse de la production de brut lourd pendant la période de prévision. Pour déterminer l'utilisation réelle de pétrole brut lourd, Enbridge a pris en compte les éléments suivants :

- les diluants requis pour le transport;
- la valorisation du pétrole brut lourd;
- la production de brut lourd synthétique;
- les différences définitionnelles dans les données transmises sur l'offre et l'utilisation de pétrole brut moyen.

Le tableau 4-1 présente les prévisions d'Enbridge concernant le débit d'acheminement du pétrole brut lourd dans son réseau. Selon ces prévisions, le débit potentiel projeté des canalisations 2 et 4 sera supérieur à leur capacité d'acheminement actuelle (127 100 m^3/j ou 799 400 b/j) en 2002, et continuera de croître au cours de la période de prévision.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que la prévision de l'approvisionnement en pétrole brut et équivalents, de la demande des marchés, de l'utilisation et des débits d'acheminement recèle une part d'incertitude. Toutefois, l'Office constate qu'Enbridge a élaboré ses prévisions avec l'apport de l'industrie et des gouvernements provinciaux, et qu'elles n'ont pas été contestées par d'autres parties. Par conséquent, l'Office juge que les prévisions d'Enbridge sont raisonnables.

Compte tenu des prévisions qu'Enbridge a fournies, l'Office estime raisonnables les attentes de la compagnie selon lesquelles le débit de pétrole brut lourd dépassera la capacité d'acheminement actuelle de ses canalisations 2 et 4 en 2002.

Chapitre 5

Questions financières et faisabilité économique

5.1 Questions financières

En 1998, la CAPP et Enbridge ont conclu l'Entente sur les droits liés au programme Terrace pour aider au financement de toutes les phases du programme d'agrandissement Terrace. L'Office a approuvé la version définitive de l'Entente le 17 décembre 1998. Comme le prévoyait l'Entente, la CAPP a déclenché la deuxième phase du programme d'agrandissement Terrace en adressant une demande à cette fin à Enbridge, le 25 octobre 2000.

Aux termes de l'Entente, un supplément de droit équivalant à 31,5 cents/m^3 (5 cents/baril) pour le pétrole brut léger transporté d'Edmonton (Alberta) à Griffith (Indiana) est perçu en sus des droits de base; ce supplément est ajusté en fonction de la distance parcourue et des crédits ou majorations applicables au produit. De ce supplément, jusqu'à 25,2 cents/m^3 (4 cents/baril) s'appliquent au transport sur la partie canadienne du réseau. Ce supplément est perçu depuis la mise en service de la phase I de Terrace, en avril 1999, et il sera maintenu jusqu'à la fin de l'exercice 2013.

Le 15 juin 2000, l'Office a approuvé un nouveau règlement incitatif sur les droits à l'intention d'Enbridge. Suivant ce règlement, les droits de base sont déterminés pour chaque année en fonction de la capacité et des coûts avant la mise en oeuvre du programme d'agrandissement Terrace. Enbridge est assurée de toucher des droits de base sur la capacité supplémentaire ajoutée par Terrace grâce à un mécanisme de recouvrement des écarts dans les recettes liées au transport. Selon ce mécanisme, les besoins en recettes et les droits de l'année subséquente sont majorés afin de recouvrer les droits de base associés à tout manque à gagner par rapport au débit que le réseau peut assurer avec le niveau de capacité de Terrace phase II. Enbridge a indiqué que si la capacité additionnelle de 6 900 m^3/j (43 400 b/j) n'est pas du tout utilisée après la mise en service des installations de Terrace phase II, les droits de base de l'année suivante pourraient augmenter de jusqu'à 6,3 cents/m^3 (1 cent/baril) de pétrole brut léger, du fait de l'écart correspondant dans les recettes liées au transport.

Enbridge a déclaré qu'elle a l'intention de financer le coût du projet Terrace phase II, qui s'élève à 140 millions de dollars, de diverses manières : dette à long terme et à court terme, fonds autogénérés ou émission de nouvelles actions, selon le cas.

Au cours de l'instance, aucune des parties n'a fait état de préoccupations au sujet du mode de financement ou des droits.

Opinion de l'Office

L'Office a approuvé l'Entente sur les droits liés au programme Terrace et le Règlement incitatif sur les droits dans le cadre d'instances distinctes. Il est convaincu qu'Enbridge bénéficie d'un appui suffisant de la part des expéditeurs et qu'elle dispose des ressources nécessaires pour financer l'agrandissement Terrace phase II.

5.2 Faisabilité économique

Dans sa demande, Enbridge a évalué l'impact économique de Terrace phase II en calculant l'augmentation projetée de liquidités que l'acheminement au marché de volumes additionnels de pétrole brut, grâce à son réseau, procurerait à l'industrie. Elle a comparé les livraisons de pétrole brut via son réseau actuel et les livraisons que celui-ci permettrait d'effectuer si les installations de Terrace phase II étaient construites. Enbridge s'est également penchée sur les frais de transport et les rentrées nettes que l'on retirerait à Edmonton de chacun des marchés qui recevrait du pétrole brut de l'Ouest canadien pendant la période de 2002 à 2010. Enbridge a présenté des rentrées nettes typiques obtenues à Edmonton en 1999 pour chaque marché alimenté en pétrole brut de l'Ouest canadien, et il ressort de ces données que c'est son réseau qui procure généralement les rentrées nettes les plus élevées aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien, surtout grâce à la liaison avec le marché du PADD II.

Enbridge a quantifié les avantages sur le plan des recettes nettes comme étant la valeur actualisée nette de l'écart entre les recettes que l'industrie toucherait avec les installations de Terrace phase II et les recettes qu'elle toucherait en l'absence de celles-ci. Selon les calculs d'Enbridge, après la mise en service des installations de Terrace phase II, les recettes procurées à l'industrie au cours de la période de 2002 à 2010 pourraient augmenter d'environ 3,3 milliards de dollars (valeur actualisée nette en 2002) par rapport à ce qu'elles seraient en l'absence de l'agrandissement des installations.

Opinion de l'Office

L'Office évalue la faisabilité économique de nouvelles installations pipelinières en déterminant la probabilité que ces installations seront exploitées à un niveau raisonnable pendant leur vie économique et la probabilité que les droits connexes seront acquittés. Dans le cas du projet Terrace phase II, l'Office a évalué l'approvisionnement en pétrole et les marchés, les droits à payer et le mode de financement du projet. L'Office juge la preuve satisfaisante, y compris le calcul des avantages sur le plan des recettes nettes pour l'industrie avec les installations de Terrace phase II. Selon l'avis de l'Office, les installations sont susceptibles d'être exploitées à un niveau raisonnable durant leur vie économique.

Chapitre 6

Exemption demandée aux termes de l'article 58 pour les installations des stations

Enbridge sollicite un certificat aux termes de l'article 52 de la Loi pour la construction des tronçons de doublement 1, 2 et 3, ainsi qu'une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi visant à soustraire toutes les pompes et installations connexes, y compris la tuyauterie des stations, de Terrace phase II (installations des stations) à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi [1]. Suivant l'article 30, toute compagnie doit détenir un certificat et obtenir une autorisation de mise en service avant d'exploiter un pipeline. L'article 31 exige que la compagnie ait obtenu un certificat et qu'elle se soit conformée à toutes les conditions dont celui-ci est assorti avant de commencer la construction d'un pipeline. Cet article exige également le dépôt et l'approbation des plans, profils et livres de renvoi (PPLR) pertinents. Suivant l'article 47, une compagnie doit obtenir l'autorisation de l'Office avant de mettre son pipeline en service. Enbridge sollicite des exemptions à l'égard des dispositions précitées dans le but premier d'éviter d'avoir à obtenir un certificat pour construire et exploiter les installations des stations. Cela lui permettrait de commencer à construire les installations des stations sans attendre que la gouverneure générale en conseil (GGC) agrée le projet.

6.1 Articles 52 et 58 de la Loi

L'article 52 est une disposition générale concernant l'approbation de toute installation pipelinière aux termes de la Loi. Il s'énonce comme suit :

> 52. Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et [. . .]

Il convient de souligner que la délivrance d'un certificat est assujettie à l'agrément de la GGC. Lorsqu'un certificat est délivré aux termes de l'article 52, il en découle plusieurs autres exigences en vertu de la Loi, telles que le dépôt des PPLR et l'assujettissement au processus de l'audience sur le tracé détaillé.

L'article 58 prévoit des exemptions aux dispositions générales contenues à l'article 52; il se lit comme suit :

> 58. (1) L'Office peut, par ordonnance, soustraire totalement ou partiellement à l'application des articles 29 à 33 et 47 :
>
> a) les pipelines ou embranchements ou extensions de ceux-ci, ne dépassant pas quarante kilomètres de long;

---

[1] Comme c'est exposé à la partie 3.2.3 des présents Motifs de décision, Enbridge a aussi fait une demande d'exemption aux termes de l'article 58 à l'égard du tronçon de doublement 1, mais cette demande ne visait pas les articles 30 et 47.

b) les citernes, réservoirs, installations de stockage et de chargement, pompes, rampes de chargement, compresseurs, systèmes de communication entre stations par téléphone, télégraphe ou radio, ainsi que les ouvrages ou autres biens immeubles ou meubles connexes qu'il estime indiqués.

Ces dispositions autorisent l'Office à accorder des exemptions à l'égard de certaines installations. Si une exemption des exigences de l'article 30 est accordée, l'installation est approuvée sans qu'il soit nécessaire d'obtenir un certificat et l'agrément de la GGC.

6.2 Arguments d'Enbridge

Enbridge a fait valoir qu'en raison de la complexité des travaux à exécuter (c.-à-d. localisation des installations existantes, travaux mécaniques, électriques et de génie civil, activités entourant la mise en service), il faudrait de six à sept mois pour mener à bien la construction et la mise en place des installations des stations. Enbridge a témoigné que, faute d'obtenir l'exemption demandée à l'égard de ces installations, elle ne serait pas en mesure de terminer l'ensemble du projet pour le dernier trimestre de 2001, ce qui occasionnerait des problèmes aux producteurs de pétrole qui veulent utiliser l'oléoduc pour acheminer leurs produits. Enbridge a aussi souligné que la décision de ne pas accorder les exemptions demandées aux termes de l'article 58 aurait des conséquences en amont.

Enbridge a indiqué que pour être en mesure de terminer l'ensemble du projet Terrace phase II à temps, elle doit commencer à construire les installations des stations au plus tard le 15 mai 2001. En réponse à des questions de l'Office, Enbridge a indiqué que les installations des stations et les conduites de doublement projetées ne sont pas des installations autonomes, car les unes ne seraient pas utilisables sans les autres.

Enbridge a souligné qu'il s'écoulerait environ un mois entre l'approbation des installations des stations aux termes de l'article 58 et l'approbation des autres installations aux termes de l'article 52 et que, par conséquent, il y avait très peu de risques, à son avis, que les installations des stations se fassent construire en vertu de l'article 58, mais que le certificat ne soit pas accordé aux termes de l'article 52. Enbridge a fait valoir qu'elle supporterait le risque financier de devoir payer les coûts engagés à l'égard des installations des stations, dans l'éventualité où le certificat ne serait pas accordé pour les autres installations.

Opinion de l'Office

Au moment d'examiner ce volet particulier de la demande d'Enbridge, il faut s'interroger sur l'intention qu'avait le législateur lorsqu'il a inclus les articles 52 et 58 dans la Loi. À l'époque où la loi habilitante de l'Office a été promulguée, il est clair que le législateur jugeait que des installations pipelinières, en général, exigeaient non seulement un examen minutieux de tous les facteurs pertinents et l'approbation de l'Office, mais aussi l'agrément du GGC. En l'absence de l'article 58, la construction ou la modification de toute installation pipelinière serait assujettie à une audience publique et à la délivrance d'un certificat, elle-même assujettie à l'agrément du GGC, ainsi qu'à d'autres exigences sur le plan des procédures. Le législateur a dû voir qu'une évaluation aussi rigoureuse n'était pas toujours nécessaire et il a donc conféré à l'Office, dans certains cas, le pouvoir discrétionnaire de soustraire des compagnies à certaines ou à

l'ensemble de ces exigences, y compris l'obtention de l'agrément du GGC. Comme pour toute décision que rendrait un tribunal administratif, le pouvoir discrétionnaire ainsi accordé doit être exercé à la lumière de la preuve produite et, dans le cas d'une exemption comme celle qui est demandée en l'espèce, en sachant qu'une exemption ne saurait être accordée à la légère. Il faut être en présence d'une preuve claire et contraignante pour soustraire le demandeur à une exigence quelconque de la Loi et, en particulier, à la nécessité d'obtenir l'agrément du GGC.

Dans l'exercice de ce pouvoir discrétionnaire, l'Office a souvent fait droit à des demandes d'ordonnance aux termes de l'article 58 pour soustraire des compagnies à l'exigence d'obtenir un certificat pour des projets distincts consistant à apporter des ajouts ou des modifications à des installations pipelinières en place ou à construire de nouvelles canalisations d'au plus 40 km de longueur. Suivant l'article 58, les demandes visant des projets de caractère courant ou de faible envergure peuvent, s'il y a lieu, être approuvées par l'Office sans l'agrément du GGC. Dans certains cas, l'Office a accueilli des demandes d'exemption aux termes de l'article 58 faites à l'égard de composantes de projets plus vastes soumis au processus d'audience publique[1]. Ces approbations ont été accordées au cas par cas, après un examen attentif de la preuve produite devant l'Office.

En l'espèce, l'Office est saisi d'une demande portant sur un seul projet intégré qui consiste à construire trois tronçons de doublement et à apporter des modifications et des ajouts à des stations de pompage en place. Aucune de ces installations ne peut être utilisée ou exploitée indépendamment des autres composantes du projet. Pour accéder à la demande d'Enbridge, il faudrait que l'Office divise ce qui est un seul et même projet intégré en deux parties distinctes, de sorte que les installations des stations soient approuvées plus tôt par l'Office et les tronçons de doublement plus tard, par la GGC. De cette façon, Enbridge pourrait commencer à construire les installations des stations avant que les tronçons de doublement ne soient approuvés.

L'Office a évalué les arguments qu'Enbridge a avancés à l'appui de sa demande d'exemption. Il arrive souvent que des demandeurs, face à des contraintes de temps, sollicitent un examen expéditif de leur projet. En plaidoirie, l'avocat d'Enbridge a souligné que l'écart de temps, entre le moment où l'Office rendrait une décision aux termes de l'article 58 et la décision de la GGC, serait vraisemblablement un mois. L'avocat a souligné qu'étant donné l'écart temporel très étroit entre les deux décisions potentielles, l'Office devrait utiliser son pouvoir discrétionnaire aux termes de l'article 58 pour accorder l'exemption demandée à l'égard des installations des stations. L'Office ne trouve pas cet argument très convaincant. Tout au contraire, il lui semble que la brièveté de la période, en l'absence d'une preuve évidente que le projet en subirait un préjudice grave, militerait fortement contre le fait de soustraire ces installations à l'exigence d'un certificat.

En outre, l'Office ne se laisse pas persuader par l'assertion d'Enbridge selon laquelle elle assurait tout risque financier associé aux travaux de construction déjà entamés sur les stations, dans l'éventualité où la GGC ne donnerait pas son agrément au projet. Selon

---

1 TransCanada PipeLines Limited, GH-5-89, Motifs de décision en date de novembre 1990; Pipeline Interprovincial Inc., OH-1-98, Motifs de décision en date de juin 1998.

l'avis de l'Office, le fait qu'un tel risque existe est en soi un argument contre la division du projet, même s'il serait négligeable, comme le laisse entendre Enbridge.

Enbridge a invoqué la décision rendue par l'Office à l'instance OH-1-98, suivant laquelle il a accordé des exemptions semblables à celles qui sont sollicitées en l'espèce. Les tribunaux administratifs ne sont pas liés par leurs décisions antérieures, mais l'Office estime qu'un tribunal devrait tenir compte de ses décisions passées par souci d'uniformité. Il convient d'examiner la preuve sur laquelle ces décisions antérieures s'appuyaient et leurs fondements lorsque des circonstances similaires se présentent dans des instances subséquentes. L'Office constate que, dans les motifs de décision OH-1-98, on ne précise pas la preuve sur laquelle l'Office s'est appuyé pour accorder l'exemption, ni les fondements de la décision. Par conséquent, il n'y a rien dans les motifs de décision OH-1-98, autre que la décision elle-même, qui puisse guider le comité d'audience dans la prise de cette décision.

Cependant, au cours de l'instance GH-4-98[1], qui était ultérieure à l'instance OH-1-98, l'Office a traité directement de la question de séparer des éléments d'un projet afin d'obtenir une exemption aux termes de l'article 58 pour les soustraire à l'exigence d'un certificat. Dans une motion préliminaire, Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) avait demandé que l'Office accorde une exemption aux termes de l'article 58 pour soustraire à l'application de l'article 30, entre autres, un tronçon de 5 km de canalisation faisant partie du latéral Point Tupper projeté. Dans l'exposé de ses motifs de rejet de la motion, l'Office a souligné qu'il n'était pas loisible à une entreprise de diviser son projet en éléments multiples de manière à soustraire un pipeline de plus de 40 km de longueur à l'exigence d'obtenir un certificat qui en autorise la construction et l'exploitation. En rendant cette décision, l'Office avait invoqué le jugement de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Alberta (procureur général)* c. *Westcoast Energy Inc.*[2] (Pesh Creek).

Enbridge a argué que les faits motivant la décision GH-4-98 étaient tout à fait différents des circonstances de l'espèce, étant donné que la demande actuelle porte sur des installations distinctes de pompage, et autres installations connexes, situées entièrement sur ses propres terrains, et qu'il ne s'agit pas de faire approuver une exemption pour un tronçon de canalisation indissociable se trouvant au beau milieu d'un pipeline voisin. Enbridge a souligné, du reste, que la décision rendue à l'égard du projet Pesh Creek ne restreignait pas le pouvoir de l'Office d'octroyer une exemption dans le cas présent.

Enbridge a clairement établi dans sa preuve que les installations des stations ne pourraient pas être utilisées sans les tronçons de doublement du pipeline. C'est pourquoi l'Office ne considère pas ces installations comme des éléments distincts du reste du projet. Selon l'avis de l'Office, soustraire les installations des stations à l'exigence d'un certificat dans le cas du seul et même projet intégré que représente Terrace phase II reviendrait à la même chose qu'accorder une telle exemption à l'égard d'un tronçon de conduite faisant partie d'une canalisation voisine.

---

1 Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., GH-4-98, Motifs de décision en date de janvier 1999.

2 (1997), 208 N.R. 154 (C.A.F.).

Peu importe si l'interprétation qu'Enbridge fait de la décision Pesh Creek est juste ou non, l'Office estime que diviser le projet Terrace phase II en plusieurs éléments aux fins de les approuver ne serait pas exercer convenablement le pouvoir discrétionnaire que lui confère l'alinéa 58(1)*b)* de la Loi. Par conséquent, l'Office rejette la demande visant à soustraire les installations des stations à l'exigence d'une certificat. Ainsi, pour les fins de la délivrance d'un certificat, tous les éléments du projet Terrace phase II seront considérés comme formant un tout et, si l'Office les approuve, ils seront soumis à l'examen de la GGC comme un seul projet intégré, afin d'obtenir son agrément.

Toutefois, si la GGC agrée le projet Terrace phase II, l'Office estime qu'il serait approprié dans ce cas de soustraire les installations des stations des exigences des paragraphes 31*c)* et *d)* et de l'article 33 de la Loi, étant donné qu'elles seraient construites sur des propriétés d'Enbridge et ne nécessiteraient pas l'obtention de nouveaux terrains.

6.3 Exemption des dispositions de la Loi concernant l'autorisation de mise en service

Enbridge a demandé, aux termes de l'article 58 de la Loi, une exemption des dispositions de l'article 47 exigeant qu'elle obtienne une autorisation pour mettre en service les pompes et installations connexes, y compris la tuyauterie des stations, faisant l'objet de sa demande.

Opinion de l'Office

Pour déterminer s'il y a lieu d'accorder une exemption à l'égard de l'autorisation de mise en service, l'Office tient habituellement compte de critères tels que les suivants : les conséquences d'un rejet des fluides transportés, le bilan de la société sur le plan de la conformité, l'emplacement du pipeline ou de l'installation, et l'utilisation de méthodes de conception ou de construction non classiques.

Étant donné que les pompes et installations connexes et la tuyauterie des stations sont censées être utilisées pour le transport de fluides à faible pression de vapeur et qu'elles seront situées dans les limites des propriétés des stations, l'Office accepterait de soustraire Enbridge aux exigences de l'alinéa 30(1)*b)* et de l'article 47 de la Loi pour ces installations. L'Office est convaincu que les installations en question peuvent être mises en service sans danger aux fins du transport de produits.

Chapitre 7

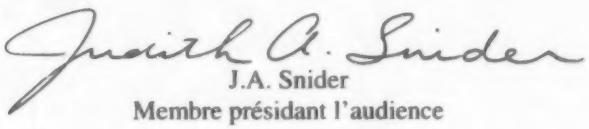
Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision relativement à la demande entendue par l'Office au cours de l'instance OH-1-2000. L'Office juge, d'après la preuve produite, que les installations faisant partie du projet Terrace phase II sont d'utilité publique et qu'elles le demeureront à l'avenir.

L'Office approuve la demande qu'Enbridge a présentée à l'égard des nouvelles installations pipelinières aux termes de l'article 52 de la Loi et il recommandera à la GGC qu'un certificat soit délivré pour ces installations, sous réserve des conditions énoncées à l'annexe IV.

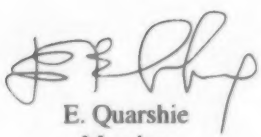
Après la délivrance d'un certificat, l'Office rendra une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi afin de soustraire le tronçon de canalisation compris entre la BK 175.9 et la BK 209.0 (doublement 1) aux exigences des paragraphes 31*c)* et *d)* et de l'article 33 de la Loi, sous réserve de la condition à inclure dans l'ordonnance d'exemption, énoncée à l'annexe IV.

L'Office rejette, en partie, la demande qu'Enbridge a présentée aux termes de l'article 58 afin de soustraire aux exigences des articles 30, 31 et 47 de la Loi toutes les pompes et installations connexes, ainsi que la tuyauterie des stations, faisant partie du projet Terrace phase II. Suite à la délivrance d'un certificat, l'Office rendra une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi afin de soustraire ces installations à l'application de l'alinéa 30(1)*b)*, des paragraphes 31*c)* et *d)*, et des articles 33 et 47 de la Loi.



J.A. Snider
Membre présidant l'audience

J.S. Bulger
Membre



E. Quarshie
Membre

Calgary (Alberta)
Mai 2001

Annexe I

Liste des questions

1. La nécessité des installations projetées.

2. La faisabilité économique des installations projetées.

3. L'à-propos de la méthode proposée de financement du projet.

4. La suffisance de l'approvisionnement et l'existence de marchés adéquats.

5. Le caractère approprié de l'emplacement proposé pour les installations, des besoins en terrains et du processus d'acquisition des droits fonciers.

6. Les éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations projetées. On considérera également les facteurs décrits au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

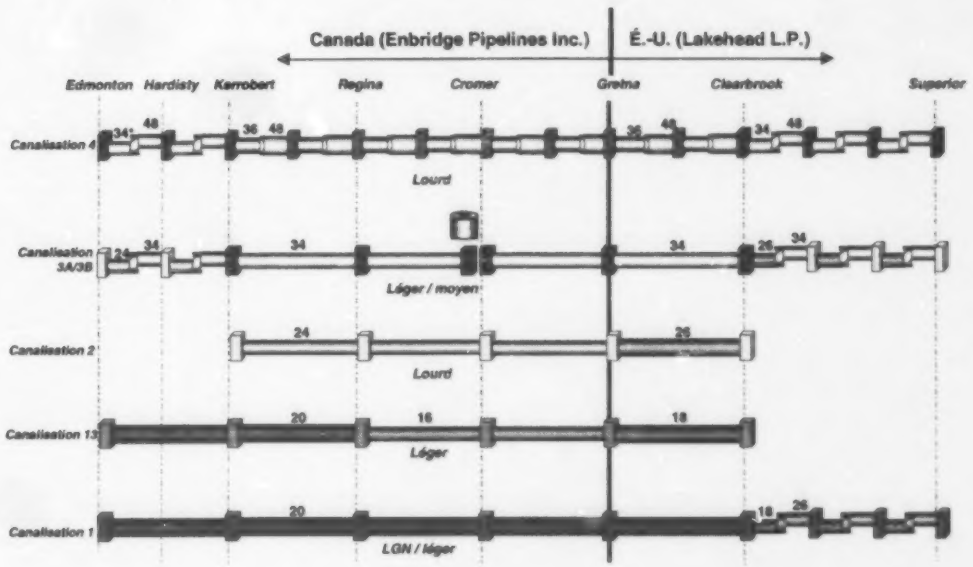
7. Le caractère approprié de la conception des installations projetées.

8. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée.

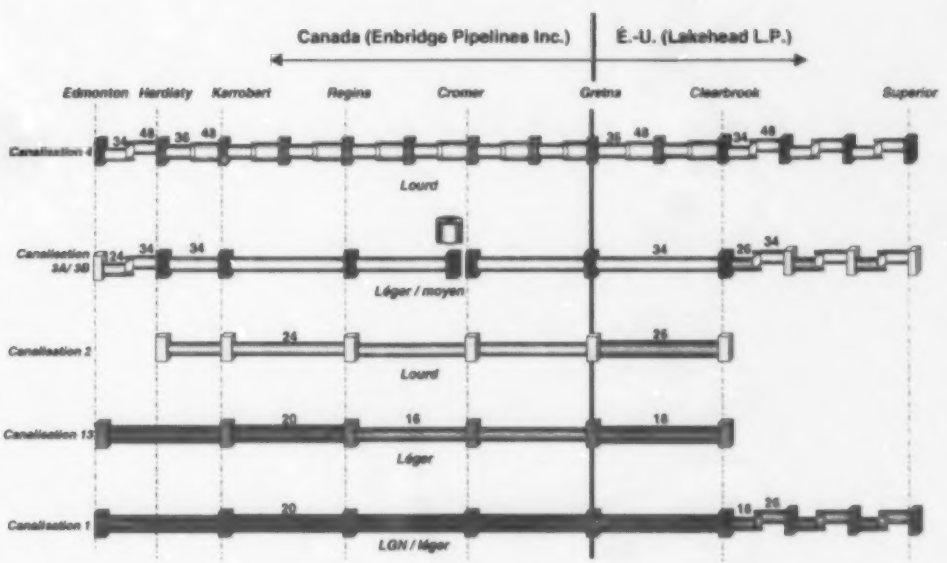
Annexe II

Configuration du réseau pipelinier

Phase I



Phase II



* Le diamètre de chaque canalisation est exprimé en pouces.

Annexe III

Conditions proposées par le groupe de travail

AVANT LE DÉBUT DES TRAVAUX DE CONSTRUCTION

1. À moins d'un avis contraire de l'Office, au moins 30 jours avant le début de la construction, la compagnie doit déposer ce qui suit auprès de l'Office :

   a) la confirmation que les sujets de préoccupation concernant les sites d'utilisation traditionnelle ont été cernés de concert avec les collectivités des Premières nations en Saskatchewan qui sont représentées par le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, ce qui comprend, sans y être limité :

      (i) une liste des sujets de préoccupation dressée par les Premières nations;
      (ii) les mesures proposées pour atténuer les préoccupations définies selon le point (i);
      (iii) les commentaires, le cas échéant, des Premières nations concernées au sujet des mesures définies selon le point (ii);

   b) la confirmation que des consultations au sujet des sites d'utilisation traditionnelle ont eu lieu avec le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, et une description des mesures d'atténuation proposées;

   c) la confirmation que des perspectives de développement économique pour les Premières nations ainsi que des programmes de formation et d'emploi d'ouvriers à la construction, à l'exploitation et à l'entretien et d'autres possibilités, y compris une stratégie concernant l'atteinte de ces objectifs, ont été définies et confirmées, par écrit, auprès du groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6.

DURANT LA CONSTRUCTION

2. À moins d'un avis contraire de l'Office, la compagnie doit déposer chaque mois auprès de l'Office, sous une forme jugée satisfaisante par ce dernier et jusqu'à la mise en service des installations, des rapports faisant état des emplois et de la formation ainsi que des perspectives économiques à l'intention des membres des Premières nations.

AVANT LA MISE EN SERVICE

3. La compagnie doit présenter à l'Office un rapport établissant, à la satisfaction de ce dernier, que la compagnie s'est acquittée de toutes ses obligations et de tous ses engagements envers le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité

n° 6, ainsi qu'un document par lequel les agents compétents du groupe de travail confirment avoir reçu et accepté le rapport en question.

GÉNÉRALITÉS

4. À moins d'un avis contraire de l'Office, la compagnie doit rendre compte à l'Office de l'avancement de sa politique concernant les Autochtones et de toutes négociations engagées avec le groupe de travail de la FSIN regroupant les Premières nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 6, aux moments suivants : à la publication de la politique; à la mise en oeuvre de la politique; à la fin des travaux de construction; avant la mise en service.

Annexe IV

Conditions du certificat et de l'ordonnance d'exemption

CONDITIONS DU CERTIFICAT

Généralités

1. À moins d'un avis contraire de l'Office, Enbridge doit faire en sorte que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux spécifications, dessins et autres renseignements ou données énoncés dans sa demande, ou présentés dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'audience OH-1-2000.

2. À moins d'avis contraire de l'Office, Enbridge doit appliquer ou faire appliquer les politiques, méthodes, mesures d'atténuation, recommandations, engagements et procédures visant la protection de l'environnement qui sont compris ou mentionnés dans sa demande, ou dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'instance OH-1-2000.

Avant le début des travaux de construction

3. Au moins 30 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un ou plusieurs calendriers détaillés indiquant les principaux travaux de construction et doit informer l'Office des modifications apportées aux calendriers à mesure que ces modifications sont apportées.

4. Au moins 30 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit soumettre à l'approbation de l'Office une description détaillée des renseignements sur les mesures de protection de l'environnement qui seront fournis à tous les employés de terrain relativement au projet, durant la séance d'orientation sur la sécurité et l'environnement.

Durant la construction

5. Enbridge doit, durant les travaux de construction, conserver sur chaque chantier de construction, à des fins de vérification, un exposé des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées dans le cadre du projet, avec tous les documents à l'appui.

6. Enbridge doit déposer auprès de l'Office, aux deux semaines, des rapports d'avancement des travaux de construction établis sous une forme que l'Office juge satisfaisante. Ces rapports doivent fournir de l'information sur les activités menées au cours de la période visée par le rapport, sur les problèmes et cas de non-conformité survenus du point de vue de la sécurité et de l'environnement, et sur les mesures prises pour remédier à chaque problème et cas de non-conformité.

7. À moins d'avis contraire de l'Office, Enbridge doit déposer chaque mois auprès de l'Office, sous une forme jugée satisfaisante par ce dernier et jusqu'à la mise en service des installations, des rapports faisant état des emplois et de la formation ainsi que des perspectives économiques à l'intention des membres des Premières nations.

Après la construction

8. Dans les six mois suivant la date de mise en service des installations ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un rapport sur l'état de l'environnement après les activités de construction. Ce rapport doit décrire les problèmes environnementaux qui ont fait surface jusqu'à la date où le rapport sera déposé, de même que :

   a) l'état de résolution des enjeux soulevés;

   b) les mesures qu'Enbridge propose de prendre relativement à tout problème non résolu.

9. Au plus tard le 31 janvier suivant la fin de la première et de la troisième saisons de croissance après le dépôt du rapport sur l'environnement postérieur à la construction, ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un rapport décrivant :

   a) l'état de tout problème environnemental non résolu mentionné dans le rapport sur l'environnement postérieur à la construction et de tout autre problème environnemental soulevé depuis le dépôt du rapport;

   b) une description des mesures qu'Enbridge propose de prendre relativement à tout problème environnemental non résolu;

   c) une évaluation de l'efficacité des mesures mises en oeuvre sur l'emprise pour la remise en état des terrains en regard de l'utilisation et de l'état des terres adjacentes à l'emprise.

10. Au plus tard le 31 janvier de l'année suivant la fin de la deuxième saison de croissance ou à tout autre moment indiqué par l'Office, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un rapport sommaire des activités de surveillance et d'atténuation entreprises durant la deuxième saison de croissance complète.

Expiration du certificat

11. À moins d'avis contraire de l'Office, donné avant le 31 décembre 2002, le présent certificat expirera le 31 décembre 2002 sauf si la construction et la mise en place des installations visées par la demande ont débuté à cette date.

CONDITION DE L'ORDONNANCE D'EXEMPTION

À moins d'avis contraire de l'Office, la présente ordonnance d'exemption n'aura d'effet qu'une fois que les conditions énoncées ci-après auront été satisfaites en ce qui a trait aux installations faisant partie du premier tronçon de doublement du projet Terrace phase II (doublement 1) :

a) sauf dispositions du paragraphe b), Enbridge doit prouver, à la satisfaction de l'Office, qu'elle a obtenu tous les droits fonciers requis pour l'aménagement des installations pipelinières sur toute la longueur du doublement 1;

b) dans l'éventualité où Enbridge n'aurait pas acquis tous les droits fonciers requis pour le doublement 1, elle pourra construire une ou plusieurs parties du doublement 1 dans la mesure où, avant d'entamer les travaux de construction, elle prouve à la satisfaction de l'Office que les droits des propriétaires fonciers, tels qu'ils sont énoncés dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie,* qui possèdent des terrains le long du doublement 1 dont Enbridge n'a pas encore obtenu les droits fonciers, ne seraient pas lésés par la construction d'autres parties de ce doublement.